

# MODEL POTICAJNE REGULACIJE U PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE U REPUBLICI HRVATSKOJ MODEL FOR INCENTIVE REGULATION IN THE TRANSMISSION OF ELECTRICAL ENERGY IN THE REPUBLIC OF CROATIA

Mr. sc. Ivona Štritof, Hrvatska energetska regulatorna agencija,

Koturaška 51, 10000 Zagreb, Hrvatska

Franjo Klečina, dipl.ing., Energetski institut Hrvoje Požar,

Savska cesta 163, 10000 Zagreb, Hrvatska

Regulatorna tijela u Europskoj uniji do sada su razvila mnoge metode ekonomske regulacije. U ovom članku razvijen je koncept uvođenja metode poticajne regulacije u prijenosu električne energije u Republici Hrvatskoj, imajući u vidu cjelokupno okruženje, odnosno provođenje nužnih preduvjeta. Republika Hrvatska je na početku uvođenja ekonomske regulacije u prijenosu električne energije. Stoga je nužno dosljedno provesti sve potrebne predradnje, kao što su razdvajanje djelatnosti unutar vertikalno integriranog poduzeća, modeliranje tržišta električne energije, organizacija tržišta električne energije te afirmiranje regulatornog tijela. U prvom koraku potrebno je započeti s razvojem i uvođenjem osnovnih, a time i najjednostavnijih modela ekonomske regulacije. U članku je dan prikaz algoritma za uvođenje modela poticajne regulacije u prijenosu električne energije. Analizirani algoritam temelji se na metodi regulacije maksimalnog prihoda. Također, u članku se razmatraju okolnosti uvođenja predmetne metode u prijenosu električne energije u Republici Hrvatskoj.

The regulatory bodies in the European Union have developed many methods for economic regulation. In this article, the concept is developed for the introduction of a method for incentive regulation in the transmission of electrical energy in the Republic of Croatia, bearing in mind the overall circumstances. The Republic of Croatia is in the initial phase of introducing economic regulation in the transmission of electrical energy. Therefore, it is necessary to perform all the necessary preliminary work consistently, such as the separation of the activities within a vertically integrated enterprise, modeling of the electricity market, organizing the electricity market and the recognition of a regulatory body. In the first phase, it will be necessary to begin the development and introduction of the basic and simplest incentive models for economic regulation. The article presents an algorithm for the introduction of a model for incentive regulation in the transmission of electrical energy. The analyzed algorithm is based upon the revenue cap method. The article also discusses the circumstances of introducing said method in the transmission of electrical energy in the Republic of Croatia.

**Ključne riječi:** ekonomska regulacija, poticajna regulacija, prijenos električne energije, regulatorno tijelo  
**Key words:** economic regulation, incentive regulation, regulatory body, transmission of electrical energy



## 1 UVOD

U Republici Hrvatskoj Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o energiji [1] uređuje pitanje regulacije cijena mrežnih djelatnosti. Njime je definirano da se cijena prijenosa, odnosno distribucije električne energije kao reguliranih djelatnosti utvrđuje na temelju tarifnih sustava koje donosi, u dijelu metodologije Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA), a u dijelu iznosa tarifnih stavki Vlada Republike Hrvatske na prijedlog Ministarstva gospodarstva, rada i poduzetništva (MINGORP). Do stupanja na snagu novih energetskih zakona odnosno izmjena i dopuna istih, krajem 2004. godine, pitanje utvrđivanja tarifa za korištenje prijenosne mreže rješavalo se temeljem Zakona o energiji [2] i Zakona o tržištu električne energije [3]. Zakonom o energiji bilo je definirano da se cijena prijenosa, odnosno distribucije električne energije kao reguliranih djelatnosti utvrđuje na temelju tarifnih sustava koje donosi Vlada RH na prijedlog energetskog subjekta, a nakon pribavljenog mišljenja MINGORP-a i Vijeća za regulaciju energetskih djelatnosti (VRED). Slika 1 prikazuje staru i novu proceduru donošenja tarifnih sustava, odnosno tarifa.

U postupku usklađivanja paketa energetskih zakona s propisima Europske unije, posebice u dijelu koji se odnosi na nadležnosti regulatornog tijela, HERA-i se pripisala nadležnost donošenja metodologije za izradu tarifnih sustava, ali ne i utvrđivanje iznosa tarifnih stavki. Da bi se postigao što nezavisniji rad regulatornog tijela, i od strane izvršne vlasti i od strane energetskih subjekata, optimalna procedura utvrđivanja tarifa za korištenje prijenosne mreže je ona u kojoj regulatorno tijelo utvrđuje metodologiju na osnovi koje utvrđuje tarife. Naravno, pri tome potrebna je suradnja sa energetskim subjektima i savjetodavnim tijelima u vidu stručne javnosti i interesnih strana (ovakva procedura primjenjuje se npr. u Portugalu) kao i stručna kompetencija te iskustvo regulatornog tijela.

Osim jasne procedure utvrđivanja metodologije za izračun tarifa, odnosno utvrđivanja tarifa, preduvjet za donošenje transparentne metodologije je i provođenje transparentnog razdvajanja između reguliranih (prijenos i distribucija električne energije) i nereguliranih djelatnosti (proizvodnja i opskrba) unutar Hrvatske Elektroprivrede (HEP grupe). Transparentna podjela djelatnosti unutar HEP grupe podrazumijeva jasno razdvajanje troškova između reguliranih i nereguliranih djelatnosti. U Republici Hrvatskoj je zakonski utvrđeno da bi poduzeća u energetskom sektoru koja obavljaju više energetskih djelatnosti trebala

## 1 INTRODUCTION

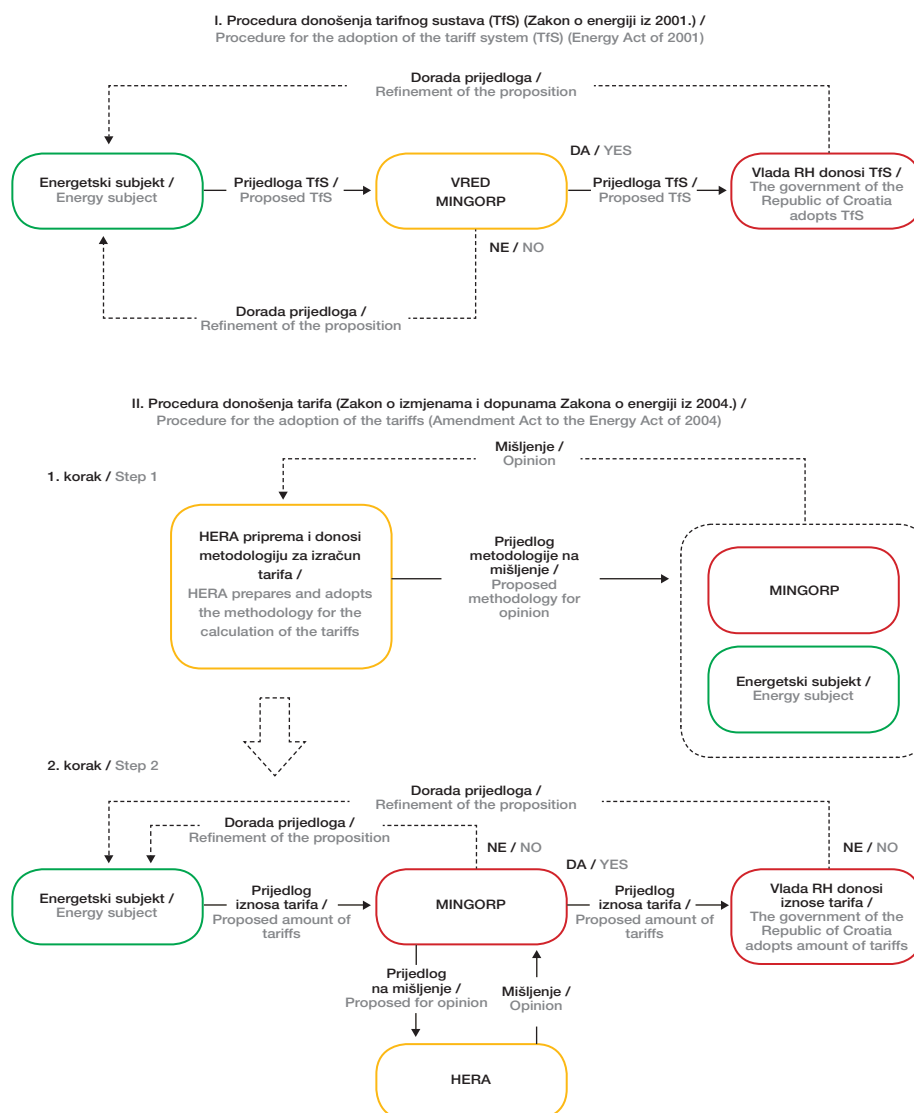
In the Republic of Croatia, the Amendment Act to the Energy Act [1] governs the question of the regulation of tariffs for networked activities. It specifies that the fees for the transmission and distribution of electrical energy, as regulated activities, shall be determined on the basis of the tariff systems according to the methodology stipulated by the Croatian Energy Regulatory Agency (HERA), and regarding the amount of tariff items as stipulated by the Government of the Republic of Croatia at the proposal of the Ministry of the Economy, Labor and Entrepreneurship (MINGORP). Until the new energy legislation or the amendments to the same went into effect in late 2004, the question of the establishment of tariffs for using the transmission network was resolved pursuant to the Energy Act [2] and the Electricity Market Act [3]. Pursuant to the Energy Act, the fees for the transmission and distribution of electricity had been defined, as regulated activities, pursuant to the basic tariff systems adopted by the Government of the Republic of Croatia at the proposal of an energy subject, subsequent to obtaining the opinion of the Ministry of the Economy, Labor and Entrepreneurship and the Council for the Regulation of Energy Activities (VRED). Figure 1 presents the former and current procedures for the adoption of the tariff systems, i.e. tariffs.

In the procedure for the harmonization of the packets of energy legislation with the regulations of the European Union, particularly in the section regarding the authority of the regulatory body, the Croatian Energy Regulatory Agency (HERA) has been assigned the authority for the adoption of a methodology for developing tariff systems, but not the determination of the amounts of the tariff items. In order to achieve the most independent possible operations of the regulatory body, regarding both the executive authorities and the energy subjects, the optimal procedure for the determination of the tariffs for the use of the transmission network would be one in which the regulatory body determines a methodology, on the basis of which it would establish the tariffs. Naturally, cooperation is required with energy subjects and advisory bodies, taking into account the professional public and interested parties (such a procedure is applied, for example, in Portugal), as well as the professional competence and experience of the regulatory body.

In addition to the clear procedures for the determination of the methodology for the calculation of tariffs, i.e. the determination of tariffs, another prerequisite for the adoption of transparent methodology is the implementation of the transparent separation of the regulated activities (the transmis-

voditi odvojeno knjigovodstvo za svaku od svojih djelatnosti kao što bi se to od njih tražilo kad bi svoje djelatnosti obavljala kroz posebna poduzeća, radi izbjegavanja pristranosti i narušavanja tržišnog natjecanja. Na taj način pojedinoj djelatnosti dodjeljuju se samo oni troškovi koji su u njoj i nastali.

sion and distribution of electrical energy) and the nonregulated activities (production and supply) within the Hrvatska Elektroprivreda (HEP Group). The transparent separation of activities within the HEP Group implies the clear separation of the costs of the regulated and nonregulated activities. In the Republic of Croatia, it has been legally established that enterprises in the energy sector that perform several energy activities must keep separate book-keeping records for each of their activities, as would be required if their activities were being performed by separate enterprises, in order to avoid favoritism and the disruption of market competition. In this manner, an individual operation is only assigned those costs that were incurred therein.



**Slika 1**  
 Procedura donošenja  
 tarifnih sustava, odnosno  
 tarifa  
**Figure 1**  
 Procedure for the  
 Adoption of the Tariff  
 System, i.e. Tariffs,



Bez učinkovitog razdvajanja troškova nemoguće je utvrditi opravdanu razinu prihoda po djelatnostima, odnosno utvrditi pojedine elemente u strukturi prihoda kao što su regulatorna osnovica, amortizacija, troškovi održavanja, opravdana ulaganja, stopa povrata i sl., kao niti spriječiti unakrsno subvencioniranje između djelatnosti proizvodnje, prijenosa, distribucije i opskrbe električnom energijom. Stoga je kao preduvjet za uvođenje ekonomske regulacije nužno računovodstveno, odnosno funkcionalno razdvajanje djelatnosti, za čiji je nadzor nad provođenjem temeljem Direktive 2003/54/EZ [4] nadležna HERA kao regulatorno tijelo u Republici Hrvatskoj.

VRED je u 2003. godini temeljem Statuta VRED-a [5] donio Pravilnik o načinu i kriterijima za utvrđivanje naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže [6]. Pravilnik ne utvrđuje metodu ekonomske regulacije i ne pojašnjava njene elemente, već razmatra pitanja koja se odnose na elemente i strukturu naknade za korištenje mreža, kategorije kupaca, objekte koji pripadaju prijenosu, odnosno distribuciji i podatke koje su energetske subjekti dužni dostaviti VRED-u. Dakle, predmetni Pravilnik potrebno je nadopuniti na način da definira metodu ekonomske regulacije i njene elemente.

Regulatorna tijela u Europskoj uniji do sada su razvila mnoge metode ekonomske regulacije. U ovom članku razvijen je koncept uvođenja metode poticajne regulacije u prijenosu električne energije u Republici Hrvatskoj, imajući u vidu cjelokupno okruženje, odnosno provođenje nužnih preduvjeta (razdvajanje djelatnosti unutar vertikalno integriranog poduzeća, modeliranje tržišta električne energije, organizacija tržišta električne energije te afirmiranje regulatornog tijela). Budući da značajan broj preduvjeta nije osiguran, odnosno ostali su na teoretskoj razini uvođenja, model se temelji na algoritmu za uvođenje poticajne regulacije za koji su utvrđeni koraci i varijable, ali se ne raspolaže s konkretnim vrijednostima koje odražavaju podatke proizašle iz HEP Operatora prijenosnog sustava (HEP OPS) prilagođene za potrebe metode poticajne regulacije. Naime, da bi se moglo raspolagati s konkretnim podacima iz čije analize mogu proizaći mjerodavni zaključci, potrebno je ulazne podatke revidirati od strane HERA-e. U suprotnom bi izlazni podaci, odnosno iznosi tarifnih stavki u strukturi tarife za korištenje prijenosne mreže, mogli značajno odstupati od realnih iznosa tarifa.

Without the effective separation of expenditures, it is not possible to determine the justified level of income according to activities, i.e. to determine the individual elements in the income structure such as the regulatory base, amortization, maintenance expenditures, justified investment, return rate etc., or to prevent cross subsidies among the activities of the production, transmission, distribution and supply of electrical energy. Therefore, as a prerequisite for the introduction of economic regulation, the accounting and functional separation of activities is essential, the supervision of which shall be performed by HERA, as the authorized regulatory body in the Republic of Croatia, pursuant to Directive 2003/54/EC [4].

In the year 2003, the Council for the Regulation of Energy Activities (VRED), pursuant to the VRED Bylaws [5], adopted the Regulations on the Manner and Criteria for the Determination of Compensation for the Use of Transmission and Distribution Networks [6]. The Regulations do not establish a method for economic regulation and do not clarify its elements, but instead consider questions that refer to the elements and structure of the compensation for the use of networks, customer categories, objects that appertain to transmission or distribution, and the data that energy subjects are required to submit to VRED. Thus, these Regulations should be supplemented in a manner in order for them to define the method of economic regulation and the elements thereof.

The regulatory bodies in the European Union have developed many methods for economic regulation. In this article, the concept is developed for the introduction of a method for incentive regulation in the transmission of electrical energy in the Republic of Croatia, bearing in mind the overall circumstances, i.e. the implementation of the necessary prerequisites (the separation of activities within a vertically integrated enterprise, the modeling of electricity market, the organization of electricity market and the recognition of a regulatory body). Since a significant number of prerequisites have not been secured, i.e. they remain at the theoretical level of implementation, the model is based on an algorithm for the introduction of incentive regulations for which the steps and variables have been determined. However, it does not have specific values available that reflect data from the HEP Transmission System Operator (HEP OPS), adapted to the needs of the method for providing incentive regulation. In order to have specific data available for analysis, from which applicable conclusions could be derived, it is necessary to revise the input data from HERA. Otherwise, the output data, i.e. the tariff items in the tariff structure for the use of the transmission network, could significantly deviate from the realistic tariff amounts.

## 2 METODA REGULACIJE MAKSIMALNOG PRIHODA

Metoda regulacije maksimalnog prihoda (engl. *revenue cap*) regulira maksimalni prihod koji subjekt može ostvariti u poslovanju. Pri tome je cilj regulatornog tijela pružiti mogućnost reguliranom subjektu da maksimizira profit smanjenjem troškova poslovanja te da navedene uštede, koje je postigao tijekom regulacijskog perioda, zadrži za sebe. Karakteristika ove metode je da alokaciju troškova po kategorijama kupaca, odnosno strukturiranje tarifa utvrđuje regulirani subjekt, dok regulatorno tijelo daje eventualno suglasnost na strukturu i alokaciju troškova.

Gornja granica dozvoljenog prihoda u godini  $t$  određuje se na osnovi dozvoljenog prihoda u godini  $(t - 1)$  na osnovi sljedeće formule:

$$P_{\max t} = P_{\max(t-1)} \cdot KP_t \cdot (1 + CPI_t - X_t), \quad (1)$$

gdje je:

- $P_{\max t}$  – gornja granica dozvoljenog prihoda u godini  $t$ ,
- $P_{\max(t-1)}$  – gornja granica dozvoljenog prihoda u godini  $(t - 1)$ ,
- $KP_t$  – korektivni faktor u godini  $t$ ,
- $CPI_t$  – indeks potrošačkih cijena u godini  $t$  (engl. *Consumer Price Index*),
- $X_t$  – faktor učinkovitosti u godini  $t$ .

Svrha  $CPI_t$  indeksa nije da u potpunosti odražava promjene u troškovima već da reguliranom subjektu postavi realno ostvarive ciljeve u pogledu dobiti iz povećanja učinkovitosti tijekom razdoblja revizije prihoda. Primjena lako dostupnog indeksa kakav je indeks potrošačkih cijena u odnosu na neki složeniji indeks u velikoj mjeri pojednostavljuje proces predviđanja dozvoljenih prihoda kako reguliranim subjektima tako i regulatornom tijelu.

Faktor  $KP_t$  koristi se kao korektivni faktor za nedovoljno ili prekomjerno ostvareni prihod u godini  $(t - 1)$  kontrole cijena. Korektivni faktor prvenstveno se uvodi radi slučajeva u kojima se ostvaruje prekomjerna dobit reguliranog subjekta kao posljedica npr. puno većeg porasta potrošnje, a koje regulatorno tijelo zbog regulacijskog razdoblja u trajanju od nekoliko godina može revidirati tek po isteku regulacijskog razdoblja, odnosno uz znatni vremenski pomak. Ukoliko se u formuli primijeni korektivni faktor radi se o varijabilnoj metodi regulacije maksimalnog prihoda čija formula glasi:

## 2 THE REVENUE CAP METHOD

The method for the regulation of maximum revenue, i.e. the revenue cap method, governs the maximum revenue that a subject can generate in operations. The goal of the regulatory body is to provide the opportunity for the regulated subject to maximize profits by reducing operating expenses and keeping the savings achieved during the regulatory period. A characteristic of this method is that the allocations of expenditures according to customer categories and the structuring of tariffs are determined by the regulated subject, while the regulatory body provides eventual approval of the structure and allocation of expenditures.

The upper limit of revenue permitted in year  $t$  is determined on the basis of the revenue permitted in year  $(t - 1)$ , based upon the following formula:

where:

- $P_{\max t}$  – the upper limit of revenue permitted in year  $t$ ,
- $P_{\max(t-1)}$  – the upper limit of revenue permitted in year  $(t - 1)$ ,
- $KP_t$  – the correction factor in year  $t$ ,
- $CPI_t$  – the consumer price index in year  $t$ ,
- $X_t$  – the performance factor in year  $t$ .

The purpose of the  $CPI_t$  is not to provide a comprehensive reflection of the changes in expenditures but to establish realistically attainable goals for a regulated subject concerning profits from increased efficiency during the period of revenue auditing. The application of an easily available index such as the consumer price index, in comparison to a more complex index, greatly simplifies the process of forecasting revenue caps for the regulated subjects and the regulatory body.

Factor  $KP_t$  is used as the correction factor for insufficient or excessive revenue generated in year  $(t - 1)$  of price control. The correction factor is primarily introduced for cases in which excessive profit is generated by a subject as a consequence of, for example, a great increase in consumption, which the regulatory body can only revise at the expiration of the regulatory period, which lasts for several years, i.e. with a significant time lag. When the correction factor is applied in the formula, it provides a variable method for the regulation of the maximum revenue, as follows:

$$P_{\max t} = P_{\max(t-1)} \cdot \left( \alpha \cdot \frac{Q_t}{Q_{(t-1)}} + \beta \cdot \frac{BrK_t}{BrK_{(t-1)}} + \delta \right) \cdot (1 + CPI_t - X_t), \quad (2)$$

$$\delta = 1 - (\alpha + \beta), \quad (3)$$

gdje je:

- $\alpha$  – težinski faktor količine energije (predstavlja udio u ukupnom prihodu koji se mijenja s promjenom količine prenesene električne energije),
- $Q_t$  – planirana količina prenesene električne energije u godini  $t$ ,
- $\beta$  – težinski faktor broja kupaca (predstavlja udio u ukupnom prihodu koji se mijenja s promjenom broja kupaca),
- $BrK_t$  – planirani broj kupaca u godini  $t$ .

Prednost metode regulacije maksimalnog prihoda je u tome da se može primjenjivati zajedno s mjerama upravljanja potražnjom. Međutim, ova metoda zbog ograničavanja prihoda utječe i na ograničavanje poticaja u učinkovitosti poslovanja, što može voditi određenoj neučinkovitosti u poslovanju reguliranog subjekta.

Formule (1) i (2) prikazuju dinamičko prilagođavanje regulacijskih elemenata tijekom, odnosno po isteku regulacijskog razdoblja. Međutim, za početak primjene predmetne metode, odnosno za početak svakog regulacijskog ciklusa, bitno je utvrditi sljedeće parametre [7]:

- razinu dozvoljenog prihoda,
- benchmarking učinkovitosti (utvrđivanje  $X$  faktora) i
- duljinu regulacijskog razdoblja.

## 2.1 Razina dozvoljenih prihoda

Utvrdjivanje razine dozvoljenih prihoda sastoji se od utvrđivanja sljedećih elemenata:

- operativnih troškova poslovanja,
- troškova kapitala, koji se sastoje od:
  - amortizacije,
  - regulatorne osnovice sredstava i
  - stope prinosa na imovinu/kapital,
- troškova tehničkih gubitaka i
- ostalih prihoda.

where:

- $\alpha$  – the weight factor of the quantity of energy (represents the share in the total revenue that changes with changes in the amount of electrical energy transmitted),
- $Q_t$  – the planned quantity of electrical energy transmitted in year  $t$ ,
- $\beta$  – the weight factor of the number of customers (represents the share in the total revenue that changes with changes in the number of customers),
- $BrK_t$  – the planned number of customers in year  $t$ .

An advantage of the method for the regulation of the maximum revenue, the revenue cap, is that it can be applied together with measures for demand management. However, this method, due to the limitation on revenue, also has an impact on limiting incentive in operational performance, which can lead to a certain lack of efficiency in the operations of a regulated subject.

Formulae (1) and (2) present the dynamic adaptation of regulatory elements during or at the expiration of the regulatory period. However, at the beginning of the application of this method, i.e. at the beginning of every regulatory cycle, it is essential to determine the following parameters [7]:

- the level of revenue permitted,
- benchmark efficiency (determination of factor  $X$ ), and
- the duration of the regulatory period.

## 2.1 The level of revenue permitted

The determination of the level of revenue permitted consists of defining the following elements:

- operational costs,
- capital expenditures, which consist of the following:
  - amortization,
  - regulatory asset base and
  - property/capital yield rate,
- cost of technical losses, and
- other revenues.

Potrebno je napomenuti da je u stopi prinosa na imovinu uračunat i trošak kapitala, rizičnost poslovanja kao i određena dobit iz poslovanja u reguliranom sektoru kao što je energetska djelatnost prijenosa električne energije.

## 2.2 Benchmarking učinkovitosti

Jedan od mehanizama za usklađivanje početne razine maksimalnog prihoda je faktor učinkovitosti  $X$  kojim se potiče povećanje produktivnosti, tj. smanjenje troškova. Ukoliko stvarno povećanje produktivnosti bude na istoj razini kao predviđeno povećanje produktivnosti, regulirani subjekt će ostvariti normalnu stopu prinosa. Ukoliko se pak produktivnost poveća u većoj mjeri od predviđene, regulirani subjekt ostvarit će stopu prinosa veću od planirane. Prilikom utvrđivanja faktora  $X$ , regulatorna tijela obično u obzir uzimaju očekivana povećanja produktivnosti reguliranih subjekata, trendove i benchmarking grupe (uzorka) reguliranih poduzeća, očekivane promjene ulaznih cijena i promjene u imovini reguliranih subjekata. Pod pojmom benchmarkinga smatra se skup podataka (usporedivih veličina – mjerila) koji se koriste kako bi se izmjerila uspješnost poslovanja pojedinog energetskog subjekta.

Postoje razne benchmarking metode koje se koriste za utvrđivanje faktora  $X$ . Zajedničko svim tim metodama je da uzimaju u obzir razinu smanjenja troškova koja je nezavisna od stvarnog smanjenja troškova koje postigne pojedini regulirani subjekt tijekom regulacijskog razdoblja. Naime, najvažniji element u primjeni benchmarking metoda je benchmarking troškova i razine usluga promatrane grupe reguliranih subjekata koji obavljaju istu energetska djelatnost.

## 2.3 Dužina regulacijskog razdoblja

Poticaji za povećanjem učinkovitosti, odnosno produktivnosti povećavaju se s produženjem regulacijskog razdoblja tijekom kojeg je reguliranim subjektima dozvoljeno zadržavanje ostvarenih profita. Naime, utjecaj primjene metoda regulacije maksimalnog prihoda u velikoj mjeri ovisi o dužini regulacijskog razdoblja. Uobičajeno je da to razdoblje traje između tri i pet godina. Dugačka regulacijska razdoblja maksimiziraju poticaje za povećanjem učinkovitosti, ali isto tako mogu omogućiti stope prinosa puno više od dozvoljenih, odnosno opravdanih u smislu tržišnih uvjeta. Suprotno tome, u slučaju kratkih regulacijskih razdoblja, poticaji za povećanjem učinkovitosti su smanjeni, čime se smanjuje učinkovitost i opravdanost primijenjene metode ekonomske regulacije.

It should be mentioned that capital expenditures, operational risk and the determination of profits from operations in the regulated sector, such as the energy operations of the transmission of electrical energy, are calculated in the property yield rate.

## 2.2 Benchmark performance

One of the mechanisms for coordinating the initial level of maximum revenue is the performance factor  $X$ , which influences increased productivity, i.e. reduction in expenditures. If actual increased productivity is at the same level as the anticipated increased productivity, the regulated subject will achieve a normal yield rate. If productivity increases to a greater extent than anticipated, the regulated subject will generate a yield rate greater than planned. When determining factor  $X$ , regulatory bodies usually take into account the anticipated increases in the productivity of the regulated subjects, trends and the benchmark of group (examples) of regulated enterprises, anticipated changes in input prices and changes in the property of regulated subjects. The concept of benchmark refers to the group of data (comparable size – scale) used in order to measure the success of the operations of an individual energy subject.

There are various benchmark methods that are used for the determination of factor  $X$ . What these methods share in common is that they take the level of reduced expenditures into account, which is independent of the actual reduction in expenditures that an individual regulated subject achieves during a regulatory period. The most important elements in the application of the benchmark method are benchmark expenditures and the levels of the services of the group of regulated subjects studied that are engaged in the same energy activity.

## 2.3 Duration of the regulatory period

Incentives for increasing efficiency, i.e. productivity, increase with the prolongation of the regulatory period, during which the regulated subjects are permitted to retain the generated profits. The impact of the methods applied for the regulation of maximum revenues (revenue caps) depends to a great extent upon the duration of the regulatory period. It is customary for this period to last for between three and five years. Long regulatory periods maximize the incentives for increasing efficiency but can also make it possible to achieve yield rates that far exceed those permitted, i.e. justifiable in the sense of market conditions. Conversely, in the case of short regulatory periods, the incentives for increasing efficiency are reduced, thereby reducing the efficiency and justification of the applied method of economic regulation.



Međutim, da bi se izbjegle situacije u kojima smanjenje troškova ide na štetu kvalitete opskrbe električnom energijom, potrebno je usporedo metodama regulacije maksimalnih veličina uvoditi i sustav praćenja kvalitete opskrbe električnom energijom, odnosno utvrditi opravdane razine pojedinih parametara kvalitete koji se ne smiju smanjivati u korist većih ostvarenih profita.

Ekonomska regulacija povezana je, nadalje, s vanjskim faktorima, kao što je inflacija, na koje regulatorno tijelo ili regulirani subjekt ne mogu utjecati. U slučajevima vrlo čestih i nepredvidljivih promjena vanjskih faktora, nije preporučljivo primjenjivati dugačka regulacijska razdoblja, budući da se takav regulacijski pristup može nepovoljno odraziti na poslovanje reguliranog subjekta ili na kupca. Isto tako česta regulacijska revizija, odnosno kratka regulacijska razdoblja povećavaju trošak regulacije.

S obzirom da postupak revizije cijena može trajati i do 18 mjeseci, u državama s dužom tradicijom regulacije, preporuča se da regulacijsko razdoblje ne bude manje od tri godine. Kao optimalno trajanje regulacijskog razdoblja pokazalo se razdoblje od pet godina.

### 3 ALGORITAM ZA UVOĐENJE POTICAJNE REGULACIJE

Algoritam za uvođenje poticajne regulacije u prijenosu električne energije u Republici Hrvatskoj, koji se analizira u ovom članku, temelji se na metodi regulacije maksimalnih prihoda (slika 2). Budući da se radi o regulaciji maksimalnog prihoda, uloga regulatornog tijela (HERA-e) svodi se na utvrđivanje dozvoljenog maksimalnog prihoda za pojedinu godinu unutar regulacijskog razdoblja, iz čega se može izračunati prosječna tarifa za korištenje prijenosne mreže. Alokaciju troškova po kupcima, odnosno strukturiranje tarifa provodi HEP OPS uz moguću konačnu suglasnost regulatornog tijela.

Radnje koje trebaju prethoditi uvođenju ekonomske regulacije, uz provedene sve nužne preduvjete, odnose se na donošenje planova razvoja i izgradnje prijenosne mreže, uz detaljnu financijsku ekonomsku analizu (investicijski plan) iz koje se vidi planirani način pokrivanja budućih investicija. Planiranje se pri tome treba temeljiti na osnovnim dokumentima, kao što su Strategija energetskeg razvitka Republike Hrvatske i Program provedbe strategije energetskeg razvitka Republike Hrvatske te na kriterijima navedenim u Mrežnim pravilima hrvatskog elektroenergetskog sustava (EES).

However, in order to avoid situations in which the reduction of expenditures is detrimental to the quality of the electrical energy supply, together with the methods for the regulation of the maximum values, it is necessary to introduce a system for monitoring the quality of the electrical energy supply, i.e. to determine the justified levels of the individual quality parameters that cannot be reduced for the purpose of generating higher profits.

Furthermore, economic regulation is connected to external factors, such as inflation, upon which the regulatory body or regulated subject can have no influence. In cases of very frequent and unforeseeable changes in external factors, long regulatory periods are not recommended because such a regulatory approach can have an undesirable effect on the operations of the regulated subject or the customers. In addition, frequent regulatory revisions, i.e. short regulatory periods, increase regulatory expenditures.

Since the procedure for price revision can last for up to 18 months, it is recommended that the regulatory period should not be less than three years in countries with a longer tradition of regulation. A period of five years has been shown to be the optimal duration for a regulatory period.

### 3 ALGORITHM FOR THE INTRODUCTION OF INCENTIVE REGULATION

The algorithm for the introduction of incentive regulation in the transmission of electrical energy in the Republic of Croatia that is analyzed in this article is based upon the revenue cap method (Figure 2). Since this concerns the regulation of maximum revenue, the role of the regulatory body (HERA) is reduced to the determination of the permitted maximum revenue for an individual year within the regulatory period, from which it is possible to calculate the average tariff for using the transmission network. The allocation of expenditures to customers, i.e. the structuring of tariffs, is performed by the operator of the transmission system (HEP OPS), with the eventual final approval of the regulatory body.

The tasks that must precede the introduction of economic regulation, with the implementation of all the necessary prerequisites, refer to the adoption of development plans and the construction of the transmission network, with a detailed financial economic analysis (investment plan) from which the planned manner for covering future investments is evident. Planning should be based upon key

Sljedeći korak je analiza metoda ekonomske regulacije i mogućnosti njihove primjene u okruženju Republike Hrvatske, kao i analiza iskustva usporedivih država u uvođenju ekonomske regulacije. Pri tome se misli na iskustva u primjeni svih potrebnih preduvjeta kao i na prepreke u uvođenju regulacije u prijenosu električne energije. Primjena pojedine metode, nadalje, ovisit će i o ciljanoj duljini regulacijskog razdoblja, korektivnim faktorima, primijenjenom indeksu cijena *CPI* ili *RPI* (indeks maloprodajnih cijena, engl. *Retail Price Index*) te općim makroekonomskim kretanjima. Za potrebe ovog algoritma uzet će se u razmatranje *CPI* indeks, te pretpostavka da se radi o trogodišnjem regulacijskom razdoblju (2005. do 2007. godina), budući da se ono pokazalo optimalnim u smislu prvog regulacijskog razdoblja uvođenja poticajne regulacije. Daljnji koraci i odluke u razradi algoritma sukladni su prikazu na slici 2.

documents, such as the Strategy for Energy Development of the Republic of Croatia, the Program for the Implementation of the Strategy of Energy Development of the Republic of Croatia and the criteria stipulated in the Croatian Network Regulations of the Electrical Energy System (EES).

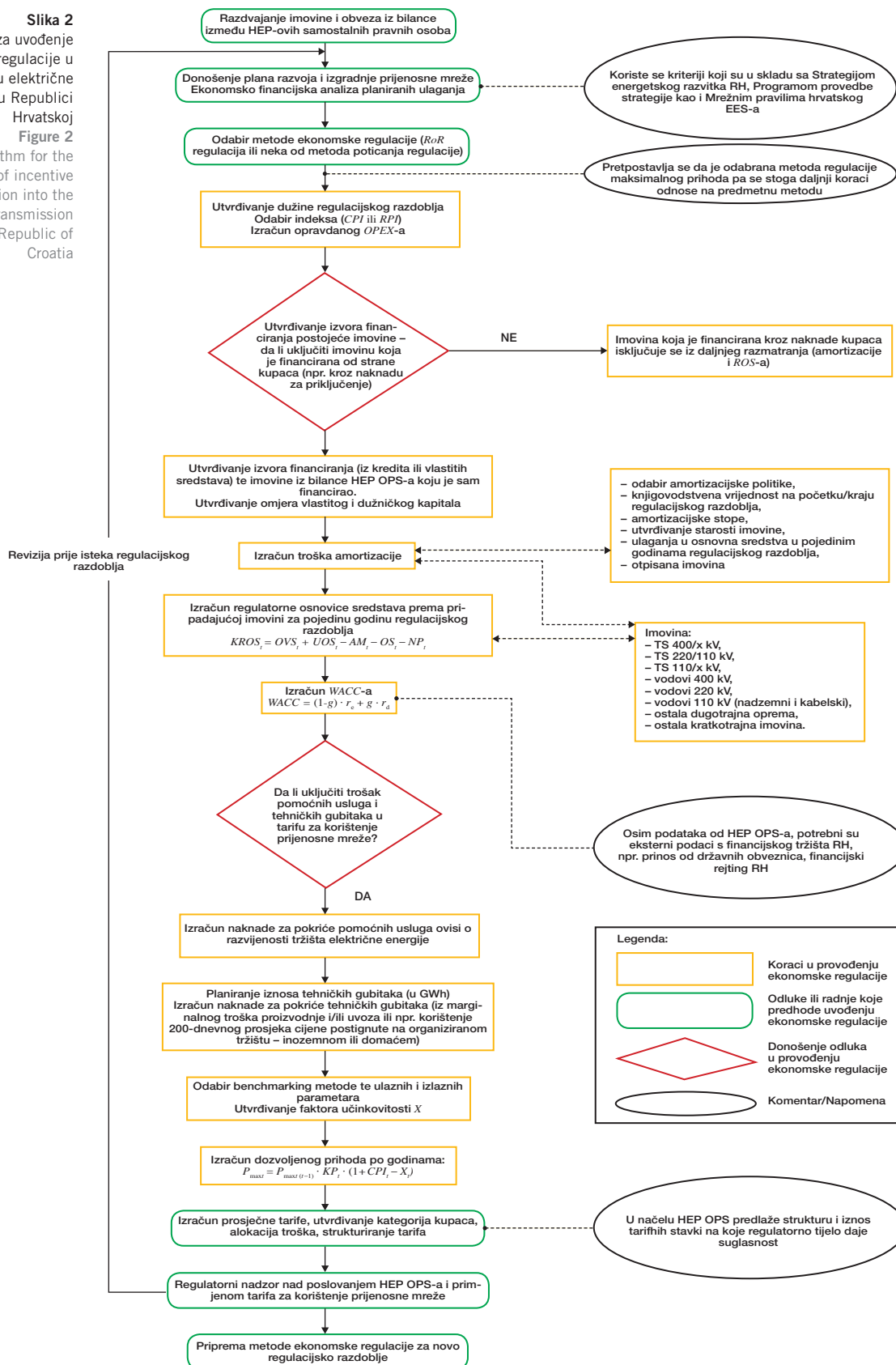
The next step is analysis of the methods of economic regulation and the possibilities for their application in the Republic of Croatia, as well as analysis of the experiences of comparable countries in the introduction of economic regulations. This refers to the experience in the implementation of all the necessary prerequisites as well as the obstacles to the introduction of regulations in the transmission of electrical energy. The application of individual methods will also depend on the target length of the regulatory period, corrective factors, the applied *CPI* or retail price index (*RPI*) and the general macroeconomic trends. For the purposes of this algorithm, the consumer price index (*CPI*) is taken into account and it is assumed that this concerns a three-year regulatory period (2005 – 2007), since this has been shown to be optimum for the first regulatory period in the introduction of incentive regulation. Further steps and decisions in the elaboration of the algorithm are according to Figure 2.

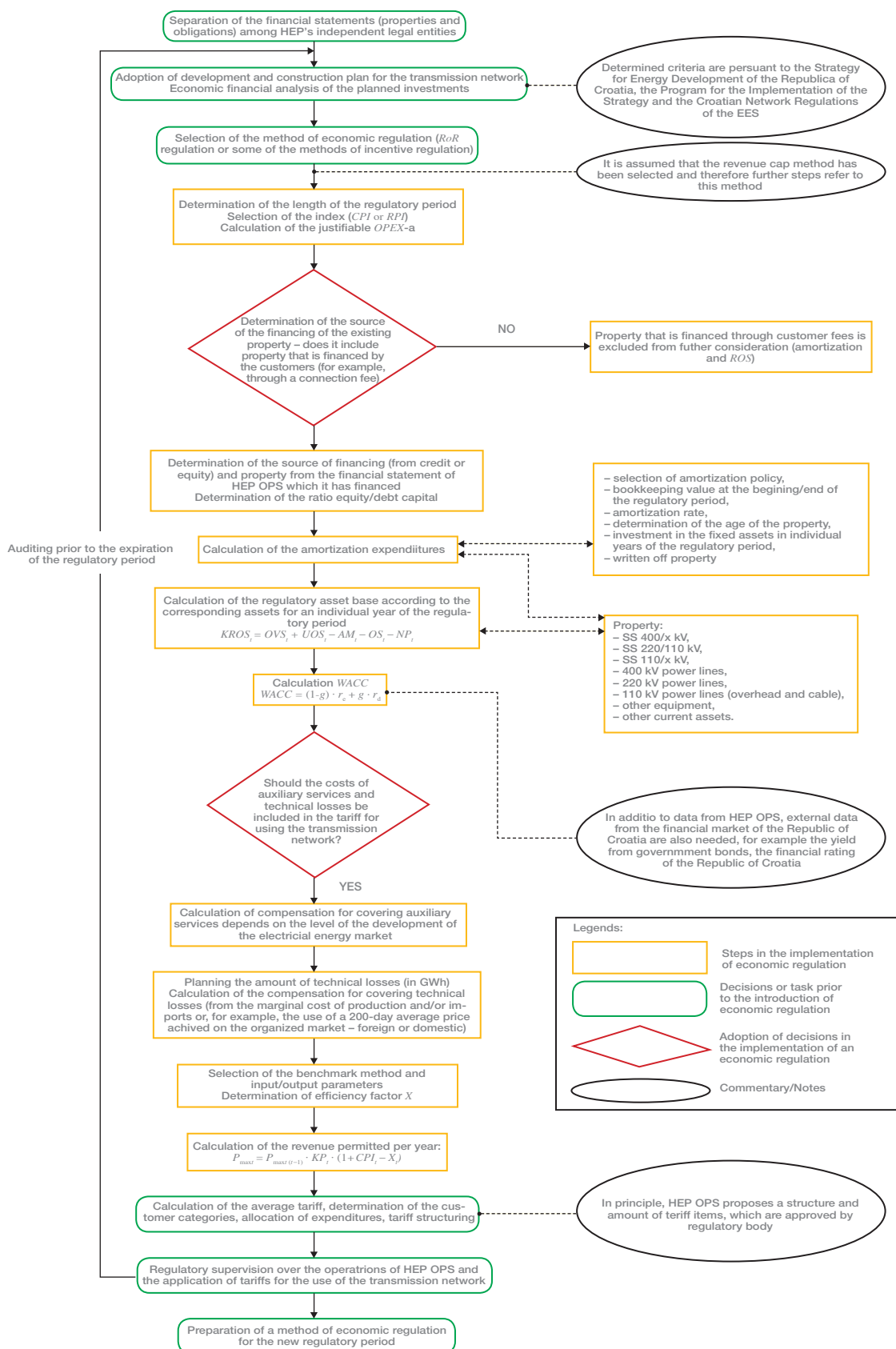
Slika 2

Algoritam za uvođenje poticajne regulacije u prijenosu električne energije u Republici Hrvatskoj

Figure 2

Algorithm for the introduction of incentive regulation into the electricity transmission system in the Republic of Croatia





### 3.1 Utvrđivanje opravdane razine operativnih troškova

U opravdanu razinu operativnih troškova (engl. *Operating Expenditures* – *OPEX*) spadaju troškovi osoblja, materijalni troškovi, troškovi održavanja, ostali troškovi poslovanja i slično. Za potrebe algoritma komponente *OPEX*-a HEP OPS-a su:

- troškovi osoblja,
- troškovi održavanja energetskih objekata i
- ostali troškovi poslovanja (npr. trošak zajedničkih službi).

Znači da bi ukupni *OPEX* u pojedinoj godini trebao iznositi:

### 3.1 Determination of the justifiable level of operating expenditures

The justified level of operating expenditures (*OPEX*) includes personnel expenditures, material expenditures, maintenance expenditures, other operating expenditures etc. For the purposes of the algorithm, the components of the *OPEX* of HEP OPS are as follows:

- personnel expenditures,
- expenditures for the maintenance of energetics facilities, and
- other operational costs (for example, joint services expenditures).

This means that the total *OPEX* in an individual year should be as follows:

---

$$OPEX_{HEPOPS_t} = TOS_{HEPOPS_t} + TODR_{HEPOPS_t} + OTP_{HEPOPS_t}, \quad (4)$$

---

gdje je:

- $OPEX_{HEPOPS_t}$  – ukupni operativni troškovi HEP OPS-a u godini  $t$ ,  
 $TOS_{HEPOPS_t}$  – troškovi osoblja HEP OPS-a u godini  $t$ ,  
 $TODR_{HEPOPS_t}$  – troškovi održavanja objekata HEP OPS-a u godini  $t$  i  
 $OTP_{HEPOPS_t}$  – ostali troškovi poslovanja HEP OPS-a u godini  $t$ .

where:

- $OPEX_{HEPOPS_t}$  – the total operating expenditures of HEP OPS in year  $t$ ,  
 $TOS_{HEPOPS_t}$  – the personnel expenditures of HEP OPS in year  $t$ ,  
 $TODR_{HEPOPS_t}$  – the maintenance expenditures for the objects of HEP OPS in year  $t$ , and  
 $OTP_{HEPOPS_t}$  – other operating expenditures of HEP OPS in year  $t$ .

Opravdanost razine pojedine komponente *OPEX*-a potrebno je procijeniti kroz usporedbu s drugim subjektima iz sektora te putem međunarodnog benchmarkinga. Ukoliko se utvrdi da su pojedine stavke previsoke potrebno ih je tijekom regulacijskog razdoblja smanjiti, odnosno u izračunu dozvoljenog prihoda ukalkulirati povećanje učinkovitosti na ime opravdanog smanjenja *OPEX*-a. U slučaju HEP OPS-a potrebno je dodatno procijeniti jesu li opravdani iznosi po kojima je HEP OPS u najam preuzeo dugotrajnu i kratkotrajnu materijalnu imovinu od osnivača i jedinog vlasnika HEP d.d. te na koji način je ugovorno riješen trošak zajedničkih službi (informatika, pravna i računovodstvena služba, odnosi s javnošću i ostali). Ukoliko se postavi pitanje nezavisnosti HEP OPS-a u odnosu na tržišne djelatnosti unutar HEP grupe neke od navedenih službi morat će se uspostaviti unutar HEP OPS-a kako bi se osigurala njegova nepristranost u odnosu na sve sudionike na tržištu.

The justification for the levels of the individual components of the *OPEX* should be evaluated through comparison to other subjects from the sector and via international benchmarks. Insofar as it is determined that individual items are too high, it is necessary to reduce them during the regulatory period, i.e. in the calculation of the revenue cap, to include increased efficiency in the name of a justified reduction in *OPEX*. In the case of HEP OPS, it also necessary to assess whether the amounts are justified according to which HEP OPS borrowed fixed and current tangible assets from the founder and sole owner of HEP d.d., and in what manner the expenditure of the joint services has been resolved by contract (informatics, legal and accounting services, public relations and others). If the independence of HEP OPS is questioned in relation to the market activities within the HEP Group, some of the cited services will have to be established within HEP OPS, in order to assure its impartiality in relation to all the participants on the market.



U ovom trenutku vrlo je teško napraviti usporedbu s međunarodnim benchmarkingom operatora prijenosnog sustava, budući da sličan benchmarking nije proveden u okruženju niti su hrvatskom regulatornom tijelu dostupni podaci na osnovi kojih bi mogao provesti relevantan benchmarking. Dakle, pristup koji se može primijeniti u utvrđivanju opravdane razine *OPEX*-a jest prihvatiti zatečeno stanje, ukoliko se čini realnim, te odrediti eventualno smanjenje troškova ili poslovanje na učinkovitiji način kroz trajanje regulacijskog razdoblja. Budući da HEP OPS nije samostalno, vlasnički odvojeno poduzeće, već se nalazi unutar HEP grupe, nije realno za očekivati da se pristup prema tom subjektu u smislu utvrđivanja troškova, npr. osoblja, može razmatrati odvojeno od konteksta čitave HEP grupe. Za davanje suglasnosti na prijedlog HEP OPS-ove razine *OPEX*-a, HERA bi trebala detaljnije ući u strukturu troškova te ugovorne odnose sa maticom i drugim ovisnim društvima unutar HEP grupe. Na osnovi toga bi se moglo zaključiti je li predložena razina povećanja troškova opravdana. Pri tome potrebno je utvrditi opravdanost *OPEX*-a u godini koja prethodi uvođenju ekonomske regulacije (referentna godina) kao i njegove projekcijske vrijednosti tijekom regulacijskog razdoblja.

### 3.2 Imovina HEP OPS-a

Postojeća imovina iz bilance HEP OPS-a jedan je od ključnih elemenata u uvođenju ekonomske regulacije. Za postojeću imovinu potrebno je, naime, povijesno utvrditi izvore financiranja i to radi više koraka u algoritmu za uvođenje poticajne regulacije:

- utvrđivanje izvora financiranja postojeće imovine,
- izračun troška amortizacije i
- izračun regulatorne osnovice sredstava (*ROS*).

#### 3.2.1 Utvrđivanje izvora financiranja postojeće imovine

Kod utvrđivanja izvora financiranja postojeće imovine potrebno je razlučiti koja je imovina financirana od strane kupaca kroz npr. naknadu za priključenje te u slučaju kada je imovinu financirao HEP d.d. da li se radi o vlastitim sredstvima ili dužničkom kapitalu:

At this moment, it is very difficult to make a comparison with the international benchmark for transmission system operators, since a similar benchmark has not been performed in this area and data are not available to the Croatian regulatory body on the basis of which a relevant benchmark could be performed. Therefore, the approach that can be applied in the determination of the justifiable level of the *OPEX* is to accept the current situation, insofar as it is realistic, and to determine eventual reduction in expenditures or operations in a more efficient manner through the length of the regulatory period. Since HEP OPS is not an independent enterprise under separate ownership but is within the HEP Group, it is not realistic to expect that the approach to this subject in the sense of the determination of expenditures, for example personnel, can be considered separately from the context of the entire HEP Group. In order to provide approval for the proposal of HEP OPS regarding the level of *OPEX*, HERA would have to enter into the expenditure structure and the contractual relations with the parent company and other dependent companies within the HEP Group in greater detail. On this basis, it would be possible to conclude whether the proposed level for increased expenditures is justified. Therefore, it is necessary to determine the justifiability of the *OPEX* in the year that precedes the introduction of economic regulation (reference year) as well as its projected values during the regulatory period.

### 3.2 The property of HEP OPS

The existing property from the financial statement of HEP OPS is one of the key elements in the introduction of economic regulation. For the existing property, it is necessary to determine the historical sources of financing for further steps in the algorithm for the introduction of incentive regulation:

- determination of the source of the financing of the existing property,
- calculation of amortization expenditures, and
- calculation of the regulatory asset base (*ROS*).

#### 3.2.1 Determination of the sources of the financing of the existing property

In the determination of the sources of the financing of the existing property, it is necessary to differentiate which property is financed by the customers through, for example, compensation for connection and in the event when the property is financed by HEP d.d., whether it concerns equity capital or debt capital:

$$UKIM_{HEPOPS} = IM_{HEP} + IM_{kupci/customers} , \quad (5)$$

$$IM_{HEP} = IMVL_{HEP} + IMDK_{HEP} , \quad (6)$$

gdje je:

- $UKIM_{HEPOPS}$  – ukupna imovina iz bilance HEP OPS-a,
- $IM_{HEP}$  – imovina iz bilance HEP OPS-a koju je financirao HEP d.d.,
- $IM_{kupci}$  – imovina iz bilance HEP OPS-a koju su financirali kupci kroz naknadu za priključenje na mrežu,
- $IMVL_{HEP}$  – imovina iz bilance HEP OPS-a koju je financirao HEP d.d. iz vlastitih sredstava te
- $IMDK_{HEP}$  – imovina iz bilance HEP OPS-a koju je financirao HEP d.d. iz dužničkog kapitala.

Imovina koju su financirali kupci ne bi se trebala razmatrati u daljnjim koracima algoritma (izračun troška amortizacije i *ROS*-a). Naime, HEP OPS na ime te imovine ne može ostvariti povrat na imovinu/kapital te kupac ne smije kroz tarifu za korištenje prijenosne mreže još jednom platiti investiciju koju je platio kroz naknadu za priključenje. Kod uvođenja ekonomske regulacije ovo je jedna od ključnih odluka, koja značajnije dolazi do izražaja u distribuciji električne energije. HEP OPS bi, dakle, trebao kao jedan od koraka u algoritmu uvođenja poticajne regulacije prikazati imovinu koja je financirana od strane kupaca i koja se izdvaja iz daljnjih kalkulacija. Budući da je predmetna problematika u većoj mjeri vezana uz djelatnost distribucije električne energije na kojoj je priključen nerazmjerno veći broj kupaca u odnosu na broj kupaca izravno priključen na prijenosnu mrežu, kod prijenosa ovo razdvajanje izvora financiranja ne bi trebalo biti problem.

Ukoliko se radi o HEP-ovom financiranju, potrebno je utvrditi omjer ulaganja iz vlastitih sredstava i dužničkog kapitala, kao i tko je slijednik i u kojem udjelu pojedinih kredita koji su uzimani na razini HEP grupe.

where:

- $UKIM_{HEPOPS}$  – total property from the HEP OPS financial statement,
- $IM_{HEP}$  – property from the HEP OPS financial statement financed by HEP d.d.,
- $IM_{customers}$  – property from the HEP OPS financial statement financed by customers through compensation for connection to the network,
- $IMVL_{HEP}$  – property from the HEP OPS financial statement financed by HEP d.d. from equity capital, and
- $IMDK_{HEP}$  – property from the HEP OPS financial statement financed by HEP d.d. from debt capital.

Property financed by the customers should not be considered in the further steps of the algorithm (calculation of the amortization expenditures and regulatory asset base (*ROS*)). HEP OPS cannot realize a return on such property/capital and the customer must not be charged again for the connection fee through the tariff for the use of the transmission network. This is one of the key decisions in introducing economic regulation, which is particularly significant in the distribution of electrical energy. HEP OPS should, therefore, as one of the steps in the algorithm for the introduction of incentive regulations, record property that is financed by the customers and which is excluded from further calculations. Since this matter largely concerns the activity of the distribution of electrical energy, with a disproportionately greater number of customers in comparison to the number of customers connected to the transmission network, there should not be any problem in the transfer of these separate sources of financing.

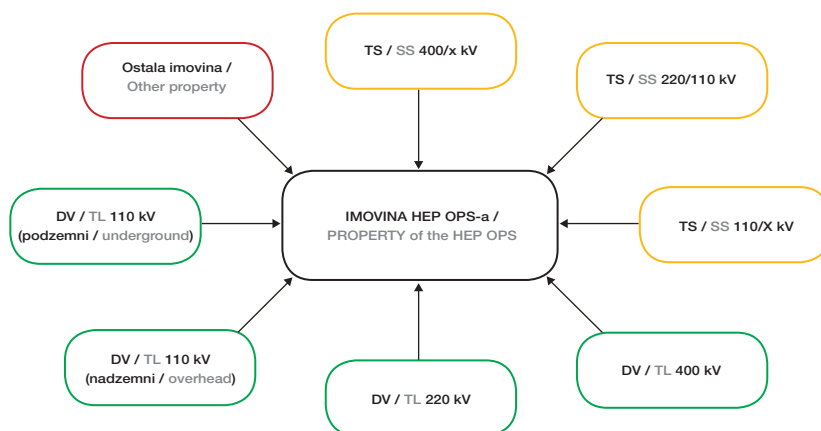
Insofar as HEP's financing is concerned, it is necessary to determine the ratio of the investment from equity capital and debt capital, as well as who is the successor, and in which percentage of individual loans that have been taken at the level of the HEP Group.

### 3.2.2 Izračun troška amortizacije

Prilikom izračuna troška amortizacije potrebno je utvrditi regulatornu amortizacijsku politiku koja ne mora nužno biti jednaka amortizacijskoj politici HEP OPS-a. Postoje slučajevi, kao što je to ranije navedeno, u kojima se amortizacija za potrebe regulacije obračunava na različiti način od troška amortizacije za porezne potrebe, npr. regulatorno tijelo može zahtijevati da se primjenjuje linearna amortizacija, dok HEP OPS može primjenjivati ubrzanu amortizaciju. No, u većini slučajeva regulatorno tijelo prihvaća dotadašnju politiku i u načelu radi se o linearnoj metodi amortizacije prema povijesnom trošku. Amortizacija započinje s prvim mjesecom nakon stavljanja imovine u upotrebu, a amortizira se tijekom korisnog vijeka sredstava. Imovinu je moguće grupirati prema kategorijama, odnosno korisnom vijeku trajanja.

### 3.2.2 Calculation of amortization expenditures

In the calculation of amortization expenditures, it is necessary to determine the regulatory amortization policy that need not necessarily be the same as the amortization policy of HEP OPS. There are cases, such as previously mentioned, in which amortization for the purposes of regulation is calculated in a different manner than the amortization expenditures for tax purposes, for example the regulatory body can require linear amortization to be applied while HEP OPS may apply accelerated amortization. However, in the majority of cases, the regulatory body has accepted the current policy and in principle this concerns the linear method of amortization according to historical expenditures. Amortization begins in the first month after property is placed in use, and amortizes during the useful lifetime of the assets. Property can be grouped according to categories, i.e. the length of the useful lifetime.



Slika 3

Grupiranje imovine HEP OPS-a

Figure 3

Grouped property of HEP OPS

Kada se radi o imovini HEP OPS-a moguće ju je grupirati na način koji prikazuje slika 3. Za utvrđivanje ukupne knjigovodstvene vrijednosti imovine HEP OPS-a na početku, odnosno kraju, svake godine regulacijskog razdoblja potrebno je izračunati trošak amortizacije, kao i odrediti koji je udio novih sredstava koji se uzima u obzir prilikom izračuna troška amortizacije (slovenski regulator npr. u trošak amortizacije uračunava 50 % iznosa izračunate amortizacije novih sredstava), odnosno utvrđivanja nove knjigovodstvene vrijednosti (tablica 1). Budući da se radi o regulacijskom razdoblju od 2005. do 2007. godine kao referentna godina koristi se 2004. godina. Knjigovodstvena vrijednost na kraju svake godine regulacijskog razdoblja računa se na sljedeći način:

Regarding the property of HEP OPS, it is possible to group it in the manner presented in Figure 3. For the determination of the total bookkeeping value of the property of HEP OPS at the beginning and the end of each year of the regulatory period, it is necessary to calculate the amortization expenditures, as well as to determine which share of the new assets should be taken into account during the calculation of the amortization expenditures (the Slovenian regulator, for example, calculates 50 % of the amount of the calculated amortization of new assets in amortization expenditures), i.e. the determination of new bookkeeping values (Table 1). Since this concerns the regulatory period from 2005 to 2007, the year 2004 is used as the reference year. The bookkeeping value at the end of each year of the regulatory period is calculated in the following manner:

$$KV_{\text{HEPOPS}_t} = KV_{\text{HEPOPS}_{(t-1)}} - \sum_{i=1}^n (AM_{\text{HEPOPS}_{it}} - UOS_{\text{HEPOPS}_{it}}), \quad (7)$$

gdje je:

- $n$  – broj grupa osnovnih sredstava (imovine),  
 $KV_{\text{HEPOPS}_t}$  – knjigovodstvena vrijednost sredstva HEP OPS-a u godini  $t$ ,  
 $AM_{\text{HEPOPS}_{it}}$  – trošak amortizacije grupe sredstava  $i$  HEP OPS-a u godini  $t$  i  
 $UOS_{\text{HEPOPS}_{it}}$  – ulaganja u osnovna sredstva grupe sredstava  $i$  HEP OPS-a u godini  $t$ .

where:

- $n$  – the number of groups of fixed assets (properties),  
 $KV_{\text{HEPOPS}_t}$  – the bookkeeping value of the assets of HEP OPS in year  $t$ ,  
 $AM_{\text{HEPOPS}_{it}}$  – the amortization expenditures of the group of assets  $i$  of HEP OPS in the year  $t$ , and  
 $UOS_{\text{HEPOPS}_{it}}$  – investments in the fixed assets of the group of assets  $i$  of HEP OPS in the year  $t$ .

Tablica 1 – Skupine imovine te utvrđivanje knjigovodstvene vrijednosti za svaku godinu regulacijskog razdoblja od tri godine (2005.-2007.)  
 Table 1 – Groups of property and the determination of the bookkeeping value for each of the three years of the regulatory period (2005-2007)

Imovina / Property	Utvrđivanje knjigovodstvene vrijednosti na početku svake godine regulacijskog razdoblja / Determination of the bookkeeping value at the beginning of each year of the regulatory period	Trošak amortizacije u svakoj godini regulacijskog razdoblja / Amortization expenditures in each year of the regulatory period	Imovina uvedena u knjige tijekom svake godine regulacijskog razdoblja / Property entered in the books during each year of the regulatory period
TS 400/x kV / 400/x kV substations	Knjigovodstvena vrijednost na dan 31.12.2004. / Bookkeeping value on December 31, 2004 Knjigovodstvena vrijednost na dan 31.12.2005. / Bookkeeping value on December 31, 2005 Knjigovodstvena vrijednost na dan 31.12.2006. / Bookkeeping value on December 31, 2006	Amortizacija u 2005. / Amortization in 2005 Amortizacija u 2006. / Amortization in 2006 Amortizacija u 2007./ Amortization in 2007	Imovina uvedena u knjige u 2005. / Property entered in the books in 2005 Imovina uvedena u knjige u 2006. / Property entered in the books in 2006 Imovina uvedena u knjige u 2007. / Property entered in the books in 2007
TS 220/110 kV / 220/110 kV substations			
TS 110/x kV / 110/x kV substations			
DV 400 kV / 400 kV transmission lines			
DV 220 kV / 220 kV transmission lines			
DV 110 kV (nadzemni) / 110 kV overhead transmission lines			
DV 110 kV (kabeli) / 110 kV underground transmission lines			
Ostala imovina / Other property			
Ukupno / Total			

Trošak amortizacije pri tome se utvrđuje na osnovi vrijednosti sredstava i vijeka trajanja sredstava. Za svaku skupinu sredstava/imovine potrebno je utvrditi amortizacijsku stopu kao i eventualni otpis sredstava koji je obavljen tijekom godine. Da bi se mogao obaviti stvarni izračun troška amortizacije za potrebe utvrđivanja opravdanog prihoda po pojedinim godinama regulacijskog razdoblja, potrebno je provesti čišćenje u knjigovodstvenoj vrijednosti na način da se utvrdi imovina financirana kroz naknade za priključenje te da se utvrdi koja se imovina tijekom regulacijskog razdoblja smatra opravdanom da bi se mogla pribrojati u knjigovodstvenu vrijednost za potrebe regulacijske politike. Isto načelo vrijedi i za utvrđivanje regulatorne osnovice sredstava (*ROS*). Pod pojmom opravdanosti smatra se imovina, odnosno investicije koje doprinose poboljšanju kvalitete opskrbe i pouzdanosti sustava, uz planirano povećanje potrošnje. Ujedno predmetne investicije moraju biti u skladu s planovima razvoja, izgradnje i održavanja mreže koje je odobrila HERA. Ukoliko se ne bi prethodno utvrdilo koja je imovina opravdana s regulacijskog aspekta te ukoliko se ne napravi prethodna analiza podrijetla financiranja imovine, moguće je da bi se dobile značajno veće vrijednosti reguliranog prihoda kao ishodište za utvrđivanje tarifa za korištenje prijenosne mreže.

### 3.2.3 Izračun regulatorne osnovice sredstava

Regulatorna osnovica sredstava (*ROS*) su sredstva na kojima regulirani subjekt može, po dozvoli regulatornog tijela, ostvarivati određenu stopu prinosa. Ona nije, odnosno ne mora biti istovjetna sredstvima koje poduzeće prijavljuje u svojoj bilanci (ili koristi za amortizaciju) iz razloga kao što su nepriznavanje ulaganja od strane regulatora, različite metodologije vrednovanja itd. Da bi se izbjeglo inflacijsko obezvrjeđivanje sredstava tijekom vremena, početni *ROS* bi trebalo usklađivati na njegovu realnu vrijednost. Vrlo često se *ROS* uvećava na godišnjoj razini u skladu s indeksom potrošačkih cijena ili nekim drugim odgovarajućim indeksom cijena. Nova sredstva trebalo bi uključiti u *ROS* prema troškovima, koji su predmet regulatornog nadzora te uskladiti s inflacijom.

Za izračunavanje prinosa sredstava kao osnovica se uzima prosječna vrijednost regulatorne osnovice sredstava izračunata iz početne i konačne vrijednosti. Početna regulatorna osnovica sredstava podrazumijeva vrijednost materijalne imovine na prvi dan regulacijskog razdoblja.

Kao ishodišna točka razmatranja može se uzeti u obzir dugotrajna materijalna i nematerijalna

Amortization expenditures are determined on the basis of the values and lifetimes of the assets. For each group of assets/properties, it is necessary to determine the rate of amortization and the eventual write-off of assets that is performed during the year. In order to be able to perform the actual calculation of amortization expenditures for the purpose of the determination of the justifiable revenue according to individual years of the regulatory period, it is necessary to rectify the bookkeeping values in such a manner as to determine the property financed through connection fees and to determine which properties during the regulatory period are considered to be justified for inclusion in the bookkeeping values for the purposes of the regulatory policy. The same principle also applies for the determination of the regulatory asset base (*ROS*). Under the concept of justifiability are included properties, i.e. investments, which contribute to the improvement of the quality of the supply and the reliability of the system, with planned increase in consumption. These investments must also be pursuant to the plans for the development, construction and maintenance of the network that are approved by HERA. Insofar as it is not previously determined which property is justified from the regulatory aspect and insofar as a prior analysis of the origin of the financing of the property is not performed, it is possible to obtain a significantly higher value for regulated revenue as a starting point for the determination of the tariffs for the use of the transmission network.

### 3.2.3 Calculation of the regulatory asset base

Regulatory asset base (*ROS*) are assets on which a regulated subject may, with the approval of the regulatory body, realize a specific yield rate. They are not or need not be identical to assets that an enterprise reports in its financial statement (or uses for amortization) for reasons such as lack of recognition of investment by the regulator, various methodologies for valorization etc. In order to avoid inflationary depreciation of assets over time, the initial *ROS* should be coordinated with their actual value. Very often *ROS* is increased at an annual level according to the consumer price index or some other suitable price index. New assets should be included in *ROS* according to expenditures, which are a subject of regulatory supervision and coordinated with inflation.

The base for the calculation of asset yield is obtained by taking the average value of the regulatory asset base calculated from the initial and final values. The initial regulatory asset base is understood to mean the value of the tangible property on the first day of the regulatory period.



imovina HEP OPS-a na početni dan regulacijskog razdoblja. Dakle, na dan 1. siječnja 2005. godine. Kada se radi o materijalnoj imovini, imovina koja je upisana u bilancu, a stečena je bez plaćanja, oduzima se od početne vrijednosti iz bilance, kao i godišnji trošak amortizacije, dok se istoj pribraja vrijednost novih ulaganja:

As a starting point for discussion, it is possible to take into account the fixed tangible and intangible assets of HEP OPS on the first day of the regulatory period. This means on the day of January 1, 2005. In the case of tangible property, property that is entered in the financial statement and acquired without payment as well as the annual amortization expenditures are deducted from the initial value in the financial statement, while the value of new investments is added:

$$KROS_{HEPOPS_t} = OVS_{HEPOPS_t} + UOS_{HEPOPS_t} - AM_{HEPOPS_t} - OS_{HEPOPS_t} - NP_t, \quad (8)$$

gdje je:

- $KROS_{HEPOPS_t}$  – konačna vrijednost ROS-a HEP OPS-a u godini  $t$ ,
- $OVS_{HEPOPS_t}$  – početna vrijednost ROS-a HEP OPS-a u godini  $t$ ,
- $UOS_{HEPOPS_t}$  – ulaganja u osnovna sredstva HEP OPS-a u godini  $t$ ,
- $AM_{HEPOPS_t}$  – trošak amortizacije HEP OPS-a u godini  $t$ ,
- $OS_{HEPOPS_t}$  – otpisana sredstva HEP OPS-a u godini  $t$  i
- $NP_t$  – iznos naknada za priključenje na mrežu u godini  $t$ .

where:

- $KROS_{HEPOPS_t}$  – the final ROS value of HEP OPS in the year  $t$ ,
- $OVS_{HEPOPS_t}$  – the initial ROS value of HEP OPS in the year  $t$ ,
- $UOS_{HEPOPS_t}$  – investment in the fixed assets of HEP OPS in the year  $t$ ,
- $AM_{HEPOPS_t}$  – amortization expenditures of HEP OPS in the year  $t$ ,
- $OS_{HEPOPS_t}$  – written-off assets of HEP OPS in the year  $t$ , and
- $NP_t$  – the amount of compensation for connection to the network in the year  $t$ .

U regulatornu osnovicu sredstava smiju biti uključena samo ona sredstva koja se koriste za obavljanje energetske djelatnosti prijenosa, a koja je prethodno odobrilo regulatorno tijelo. Sredstva koja su financirana iz naknada za priključenje na mrežu ne uzimaju se u obzir pri izračunu amortizacije, kao niti pri izračunu regulatorne osnovice sredstava. Ulaganja u osnovna sredstva tijekom regulacijskog razdoblja procjenjuju se s obzirom na poznati opseg usluga i standarde kvalitete usluga.

In the regulatory asset base, only those assets may be included that are used for performing the energy activities of transmission, and which were previously approved by the regulatory body. Assets financed from compensation for connection to the network are neither taken into account in the calculation of amortization nor in the calculation of the regulatory asset base. Investments in fixed assets during the regulatory period are assessed with respect to the recognized range of services and quality standards for services.

Prosječna godišnja vrijednost ROS-a utvrđuje se na osnovi početne i konačne vrijednosti:

The average annual value of regulatory asset base (ROS) is determined on the basis of the initial and final values:

$$\overline{ROS}_t = \frac{ROS_{pt} + ROS_{kt}}{2}, \quad (9)$$

gdje je:

- $\overline{ROS}_t$  – prosječna vrijednost ROS-a u godini  $t$ ,
- $ROS_{pt}$  – početna vrijednost ROS-a u godini  $t$ ,
- $ROS_{kt}$  – konačna vrijednost ROS-a u godini  $t$ .

where:

- $\overline{ROS}_t$  – the average value of ROS in the year  $t$ ,
- $ROS_{pt}$  – the initial value of ROS in the year  $t$ ,
- $ROS_{kt}$  – the final value of ROS in the year  $t$ .

### 3.3 Izračun stope prinosa

Stopa prinosa ( $SP$ ) trebala bi osigurati tržišnu stopu prinosa, uzimajući u obzir, ovisno o vrsti djelatnosti, rizičnost investicija. Pri tome se stopa prinosa za tvrtku u privatnom vlasništvu povezuje s troškom kapitala, koji se procjenjuje na osnovi ponderiranog prosječnog troška kapitala (engl. *Weighted Average Cost of Capital - WACC*). Procjena ovog troška temelji se na trošku vlastitog kapitala i trošku duga. Ponderirani prosječni trošak kapitala računa se prema sljedećoj formuli:

$$SP = WACC = (1 - g) \cdot r_e + g \cdot r_d, \quad (10)$$

gdje je:

$g$  – udio duga u strukturi ukupnog kapitala,  
 $r_e$  – stopa financiranja vlastitog kapitala,  
 $r_d$  – stopa financiranja duga.

Troškovi dužničkog kapitala ocjenjuju se na temelju prosječnih uvjeta kreditiranja i kamatnih stopa koje banke nude reguliranim energetske subjektima. Uobičajeni pristup procjeni troška vlastitog kapitala je model određivanja cijena kapitalnih sredstava koji uzima u obzir relativni rizik tog poduzeća (projekta) prema tržištu u cjelini. Ovaj model procjenjuje stopu financiranja vlastitog kapitala kao:

where:

$g$  – the share of debt in the structure of total capital,  
 $r_e$  – the financing rate of equity capital,  
 $r_d$  – the financing rate of debt.

Expenditures of debt capital are assessed on the basis of the average conditions of credit financing and the interest rates that banks offer to regulated energy subjects. The customary approach for the assessment of equity capital expenditure is the model for the determination of the price of capital assets, taking into account the relative risk of this enterprise (project) according to the market as a whole. This model estimates the financing rate of equity capital, such as:

$$r_e = r_f + \beta_e \cdot (r_m - r_f), \quad (11)$$

gdje je:

$r_f$  – stopa prinosa od nerizičnih ulaganja (npr. prinos od državnih obveznica), odnosno nerizična stopa,  
 $\beta_e$  – koeficijent varijabilnosti prinosa dionica energetskog subjekta u odnosu na prosječnu varijabilnost prinosa svih dionica koje kotiraju na tržištu kapitala,  
 $r_m$  – stopa prosječnog prinosa od rizičnih ulaganja (očekivani prinos od tržišnog portfelja) i  
 $(r_m - r_f)$  – stopa premije tržišnog rizika.

Izraz  $\beta_e \cdot (r_m - r_f)$  predstavlja premiju tržišnog rizika za vlastiti kapital (engl. *equity risk premium*).

where:

$r_f$  – the yield rate from no-risk investments (for example, transfer from state bonds), or no-risk rate,  
 $\beta_e$  – the coefficient of variability of the transfer of the shares of the energy subject in comparison to the average variability of the transfer of all shares quoted on the capital market,  
 $r_m$  – the rate of the average transfer from risky investments (anticipated transfer from the market portfolio), and  
 $(r_m - r_f)$  – the risk premium rate.

The expression  $\beta_e \cdot (r_m - r_f)$  represents the equity risk premium.

Troškovi vlasničkog kapitala prilagođuju se tako da se uzima u obzir plaćanje poduzetničkog poreza.

Kao primjer načina utvrđivanja stope prinosa dana su iskustva novih država Europske unije – Bugarske, Češke i Slovenije. Iako je prethodno rečeno da je primijenjena stopa prinosa u načelu jednaka WACC-u, u tranzicijskim državama u kojim financijska tržišta još nisu dovoljno razvijena čest je slučaj da se stopa prinosa utvrđuje kao stopa koja se realno može ugraditi u dozvoljeni prinos s obzirom na makroekonomsku politiku pojedine vlade i kupovnu moć stanovništva. Za primjer može se navesti Bugarska (prije ulaska u Europsku uniju) u kojoj je stopa prinosa za izračun tarife za korištenje prijenosne mreže utvrđena na razini 3 % do 4 %, budući da je u posljednje tri godine cijena električne energije za kućanstva narasla za više od 50 %. Međutim, ovaj porast cijene nije dovoljan za pokriće svih troškova u sustavu kao niti za osiguranje prinosa na uloženi kapital za sve subjekte (proizvodnja, prijenos i distribucija). Nadalje, s obzirom skoro nepostojeće financijsko tržište podaci za WACC bi se trebali koristiti iz vanjskih iskustava (države u Europskoj uniji).

Slovensko regulatorno tijelo (*Agencija za energiju*) računalo je WACC za prvo trogodišnje razdoblje uvođenja metode regulacije maksimalne cijene (2003. do 2005. godine). Pri tome je uzet omjer dužničkog i vlasničkog kapitala 60 : 40, iako je u realnosti ovaj omjer znatno drugačiji. Nadalje, uzeto je da je trošak financiranja duga 4,5 %. Kao premija tržišnog rizika za financiranje iz vlasničkog kapitala uzeti su iznosi na temelju stranih iskustava. Izračunati WACC na ovaj način iznosio je 11,8 % prije oporezivanja, odnosno 9,29 % nakon oporezivanja. Budući da je regulatorno tijelo bilo mišljenja da se u praksi ovako izračunati WACC ne može primijeniti s obzirom da utječe na znatno povećanje prijenosne tarife koje Vlada Republike Slovenije zbog svoje makroekonomske politike neće prihvatiti, u računicu je uzet trošak financiranja vlastitog kapitala jednak trošku financiranja duga od 4,5 %. Na taj način u konačnici utvrđeni WACC iznosio je 5,1 % prije oporezivanja, odnosno 4,5 % nakon oporezivanja.

Tablica 2 daje prikaz podataka koje je tijekom 2004. godine koristilo češko regulatorno tijelo (*Energetický regulační úrad* – ERU).

Equity capital expenditures are adapted so that the payment of entrepreneurial tax is taken into account.

As examples of the manner of the determination of the yield rate, the experiences of new countries of the European Union – Bulgaria, the Czech Republic and Slovenia – are presented. Although it was previously stated that the applied yield rate in principle is equal to the weighted average cost of capital (WACC), in countries in transition in which the financial markets are still not sufficiently developed, it is frequently the case that the yield rate is determined as the rate that can realistically be incorporated in the permitted transfer, taking into account the macroeconomic policies of individual governments and the purchasing power of the populations. Bulgaria can be cited as an example (prior to its entry into the European Union), in which the yield rates for the calculation of tariffs for the use of the transmission network were determined at the level of 3 % to 4 %, since in the past three years the price of electrical energy for households increased by more than 50 %. However, this price increase is neither sufficient to cover all the expenditures in the system nor to insure a yield on the invested capital for all the subjects (production, transmission and distribution). Furthermore, taking into consideration the practically nonexistent financial market data, it would be necessary to use outside experiences (countries in the European Union) for the WACC.

The Slovenian regulatory body (*Agencija za energiju*) calculated the WACC for the first three-year period of the introduction of the revenue cap method (2003-2005), taking into account the ratio between debt and equity capital, 60 : 40, although in reality this ratio is significantly different. Furthermore, the debt financing expenditure of 4,5 % was taken into account. As the market risk premium for financing from equity capital, amounts were taken on the basis of foreign experiences. The WACC calculated in this manner was 11,8 % before taxes, i.e. 9,29 % after taxes. Since the regulatory body was of the opinion that in practice a WACC calculated in this manner cannot be applied, since it would have a significant impact on increasing the transmission tariff, which the Government of the Republic of Slovenia will not accept due to its macroeconomic policy, equity financing expenditures equal to the debt financing expenditures of 4,5 % were taken into account. In this manner, the determined WACC amounted to 5,1 % before taxes and 4,5 % after taxes.

Table 2 presents data used in 2004 by the Czech regulatory body (*Energetický regulační úrad* – ERU).

Tablica 2 – Parametri u izračunu WACC-a u slučaju češkog regulatornog tijela  
Table 2 – Parameters in the calculation of the WACC in the case of the Czech regulatory body

Parametar / Parameter	Oznaka / Symbol	Vrijednost / Value
Stopa prinosa od nerizičnih ulaganja / Yield rate from no-risk investments	$r_f$	4,18 %
Beta vlastiti kapital / Beta equity capital	$\beta_e$	0,296
Stopa premije tržišnog rizika / Risk premium rate	$r_m - r_f$	6,32 %
Udio duga u strukturi ukupnog kapitala / Share of debt in the structure of total capital	$g$	0,2
Udio vlastitog kapitala u strukturi ukupnog kapitala / Share of equity capital in the structure of total capital	$1 - g$	0,8
Stopa financiranja duga / Financing rate of debt	$r_d$	4,68 %
Stopa financiranja vlastitog kapitala / Financing rate of equity capital	$r_e$	6,05 %
WACC* (nakon poreza) / WACC* (after taxes)		5,534 %

\* Prilikom izračuna WACC-a nakon poreza u obzir je uzet porez ( $T$ ) od 26 % u dijelu izračuna WACC-a koji se odnosi na financiranje duga  $WACC = (1 - g) \cdot r_e + g \cdot r_d (1 - T/100)$  / When calculating the WACC after taxes, the tax ( $T$ ) of 26 % was taken into account in the part of the calculated WACC that refers to debt financing,  $WACC = (1 - g) \cdot r_e + g \cdot r_d (1 - T/100)$

Iz navedenih iskustava vidljivo je da konačna odluka o visini stope prinosa prvenstveno ovisi o odluci i pristupu regulatornog tijela kao i o prethodno provedenim analizama, ne zanemarujući pri tome razvijenost financijskog tržišta u pojedinim državama, kao i uvođenje privatnog vlasništva u elektroenergetski sektor.

U Hrvatskoj do sada nema prakse u izračunu stope prinosa u prijenosu električne energije. Stoga su za prikaz ilustrativnog primjera izračuna moguće vrijednosti stope prinosa u modelu regulacije prijenosa električne energije u Hrvatskoj (tablica 3) kao ishodište korišteni podaci iz studije [8] koju je izradila britanska konzultantska kuća (Petroleum Development Consultants) iz Londona za potrebe regulacije plinskog sektora u Republici Hrvatskoj. U kolonama II – IV promijenjen je omjer dužničkog i vlasničkog kapitala, iznos sredstava beta (iznos od 0,296 preuzet je iz češkog primjera iz tablice 2.) te stopa premije rizika duga sukladno iskustvima ranije navedenih država. Uz variranje pojedinih faktora u izračunu, ciljana stopa prinosa nakon oporezivanja kreće se u rasponu od 5,59 % do 8,4 %, ovisno o korištenim parametrima.

From the cited experiences, it is evident that the final decision on the amount of the yield rate primarily depends upon the decision and approach of the regulatory body and upon the previously performed analyses, without ignoring the levels of the development of the financial markets in individual countries, as well as the introduction of private ownership in the electrical energy sector.

In the Republic of Croatia, until now it has not been the practice to calculate the yield rate in the transmission of electrical energy. Therefore, for the presentation of an illustrative example, possible values of the yield rate have been calculated in a model for the regulation of the transmission of electrical energy in the Republic of Croatia, (Table 3). As a starting point, data were used from a study [8] that was conducted by a British consulting firm (Petroleum Development Consultants of London) for the purposes of the regulation of the gas sector in the Republic of Croatia. In Columns II – IV, the ratio of debt and equity capital, the amount of beta assets (the amount of 0,296 has been taken from the Czech example from Table 2), and the premium debt risk rate pursuant to the experiences of the previously mentioned countries have been changed. By varying the individual factors in the calculation, the target yield rate after taxes ranges between 5,59 % and 8,4 %, depending upon the parameters used.

Tablica 3 – Izračun stope prinosa uz variranje iznosa faktora na temelju kojih se računa stopa prinosa  
Table 3 – Calculation of the yield rate with varying values for the factors upon which the calculation of the yield rate is based

Red. br. / Item No.	Faktor / Factor	Literatura [8] / Literature [8]	Inačica I / Variant I	Inačica II / Variant II	Inačica III / Variant III	Inačica IV / Variant IV
1.	Međunarodna realna nerizična stopa / Real international no-risk rate	3,2 %	2,89 % <sup>1)</sup>	2,89 %	2,89 %	2,89 %
2.	Domaća riziko premija / Domestic risk premium	1,5 %	0,51 % <sup>2)</sup>	0,51 %	0,51 %	0,51 %
3.	Nerizična stopa (1) + (2) / No-risk rate (1) + (2)	4,7 %	3,4 %	3,4 %	3,4 %	3,4 %
4.	Premija rizika duga / Risk debt premium	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	1,0 %
5.	Odnos vlastitog kapitala i duga / Equity and debt ratio	0,7 <sup>4)</sup>	0,7	0,5	0,5	0,5
6.	Sredstva beta / Beta assets	0,4	0,4	0,4	0,296 <sup>5)</sup>	0,296
7.	Riziko premija kapitala / Capital risk premium	5,7 %	5,7 %	5,7 %	5,7 %	5,7 %
8.	Stopa financiranja duga (3)+(4) / Rate of debt financing (3) + (4)	6,7 %	5,4 %	5,4 %	5,4 %	4,4 %
9.	Stopa financiranja vlastitog kapitala <sup>6)</sup> (3) + [(6)/1 – (5)] · (7) / Rate of equity financing <sup>6)</sup> (3) + [(6)/1 – (5)] · (7)	12,3 %	11 %	7,96 %	6,77 %	6,77 %
10.	WACC nakon poreza / WACC after taxes	8,4 %	7,08 %	6,68 %	6,09 %	5,59 %
11.	Poreski klin / Tax wedge	1,54	1,20 <sup>3)</sup>	1,20	1,20	1,20
12.	WACC prije poreza / WACC before taxes	10,4 %	7,74 %	7,48 %	6,76 %	6,26 %

<sup>1)</sup> Vrijednost dobivena na osnovi njemačke dugoročne državne obveznice (izvor: Financial Times od 22.3.2005.) umanjena za inflaciju od 1,3 % (izvor: The Economist br. 12–18 2005) / Value obtained on the basis of the German long-term state bond (source: Financial Times, March 22, 2005) minus 1,3 % inflation (source: The Economist, No. 12–18 2005)

<sup>2)</sup> Spread između Euroobveznica CROATIA 2014 i benchmarkinga obveznica (izvor: Raiffeisen banka 22.3.2005.) / Spread between Eurobonds CROATIA 2014 and benchmark of bonds (source: Raiffeisen Bank, March 22, 2005)

<sup>3)</sup> Porez na dobit od 20 % (nema poreza na dividende) / Profit tax of 20 % (no tax on dividends)

<sup>4)</sup> Pretpostavljeni omjer vlasničkog i dužničkog kapitala 70 % : 30 % / Assumed ratio of equity and debt capital, 70 % : 30%

<sup>5)</sup> Vrijednost sredstava beta na osnovu češkog iskustva / Value of beta assets on the basis of Czech experience

<sup>6)</sup> U modelu izračuna stope financiranja vlastitog kapitala u Studiji [8] koriste tzv. *equity beta* sredstva koja su definirana kao sredstva beta / (1 – g) / In the model for the calculation of rate of equity financing in the study [8] is used the so-called equity beta, defined as beta assets/(1 – g)

Mogućnost primjene realno utvrđene stope prinosa u ekonomskoj regulaciji u prijenosu električne energije u Republici Hrvatskoj ovisi i o makroekonomskoj politici. Zbog naslijeđene situacije (obnova ratnih oštećenja, starost objekata, nedovoljna ulaganja i sl.) moguće je da ekonomski opravdana stopa prinosa i *ROS* daju vrijednosti koje zahtijevaju značajno povećanje tarife za korištenje prijenosne mreže koje utječe i na povećanje ukupne cijene električne energije za krajnje kupce. U konačnici trebat će procijeniti

The possibility for the application of a realistically determined yield rate in the economic regulation of the transmission of electrical energy in the Republic of Croatia also depends upon the macroeconomic policy. Due to the inherited situation (the repair of damages from the war, the age of the objects, insufficient investment etc.) it is possible that the economically justifiable yield rate and *ROS* have values that require significantly increased tariffs for the use of the transmission network, resulting in an increase in the total price of electrical



s kojom se vrijednošću stope prinosa može ući u kalkulaciju u prvom regulatornom razdoblju, a da se ne naruši makroekonomska politika Republike Hrvatske. Ukoliko bi opravdana stopa prinosa zahtijevala značajno povećanje cijene električne energije na ime troškova prijenosa električne energije, u tom slučaju s povećanjem tarife trebalo bi ići postupno (linearno) tijekom prvog regulacijskog razdoblja. Nastavno tome, tijekom pripreme faze za uvođenje drugog regulacijskog razdoblja trebalo bi osim analitike vezane uz realnu stopu prinosa procijeniti moguća daljnja postupanja regulatornog tijela u smislu zahtjeva za povećanjem učinkovitosti, tj. daljnjim smanjenjem npr. operativnih troškova, revizije planova razvoja i izgradnje itd.

## 4 PRIMJER IZRAČUNA UKUPNOG DOZVOLJENOG PRIHODA

Tablica 4 prikazuje izračun ukupnog prihoda koristeći metodu regulacije maksimalnog prihoda koji je ujedno jedan od sastavnih dijelova algoritma za uvođenje poticajne regulacije. Vrijednosti navedene u predmetnoj tablici su ilustrativni podaci na osnovi kojih je moguće prikazati utjecaj pojedinog parametra na konačni prihod, a time i ulogu regulatornog tijela u definiranju dozvoljene razine pojedinih parametara. Dakle, ne radi se o stvarnim podacima HEP OPS-a, već o podacima s kojima bi se moglo ući u model tek po izvršenju svih nužnih predradnji. Varijacije parametara koje su uzete u razmatranje su:

- operativni troškovi,
- trošak amortizacije,
- ulaganja u osnovna sredstva,
- regulatorna osnovica sredstava i
- stopa prinosa.

### 4.1 Operativni troškovi

Prilikom određivanja dozvoljene razine predloženih operativnih troškova od strane HEP OPS-a, HERA može utvrditi da se radi o:

- O.1 – realnim troškovima za koje je opravdano da se npr. povećavaju za 5 % godišnje tijekom regulacijskog razdoblja,
- O.2 – troškovima koji su iznad razine opravdanih, stoga je moguće povećati učinkovitost poslovanja na način da se troškovi tijekom regulacijskog razdoblja ne povećavaju već da ih se drži na istoj razini i
- O.3 – troškovima koji su iznad razine opravdanih, te ih je uz povećanje razine učinkovitosti

energy to the final customer. In the end, it will be necessary to estimate the value for the transfer rate that can be entered into the calculation during the first regulatory period, without disrupting the macroeconomic policy of the Republic of Croatia. If the justifiable yield rate requires significant increase in the price of electrical energy in the name of the transmission expenditures of electrical energy, it would be necessary to proceed gradually (linearly) with increased tariffs during the first regulatory period. Furthermore, during the preparatory phase for the introduction of the second regulatory period, it would be necessary, in addition to analyses in connection with the real yield rate, to assess the possibility of further steps by the regulatory body in connection with the requirements for increased efficiency, i.e. the further reduction, for example, of operating expenditures, revisions of the plans for development and construction etc.

## 4 AN EXAMPLE OF THE CALCULATION OF THE TOTAL PERMITTED REVENUE

Table 4 shows the calculation of the total permitted revenue, using the revenue cap method, that is also one of the integral parts of the algorithm for the introduction of incentive regulation. The values stated in this table are illustrative data on the basis of which it is possible to show the impact of an individual parameter on final revenue, and thereby the role of the regulatory body in the definition of the permitted levels of individual parameters. Thus, this does not concern the actual data of HEP OPS; this data could only be entered into the model after the completion of all the necessary preliminary work. The variations of the parameters that are taken under consideration are as follows:

- operational costs,
- amortization expenditures,
- investment in fixed assets,
- regulatory asset base, and
- yield rate.

### 4.1 Operational costs

When determining the permitted level of the proposed operating expenditures incurred by HEP OPS, HERA can determine whether these concern the following:

- O.1 – real expenditures that could justifiably increase by 5 % annually during the regulatory period,

potrebno svesti u okvire koji su opravdani smanjenjem troškova *OPEX*-a od 5 % godišnje i to sve na temelju usporedbe s npr. susjednim operatorima prijenosnog sustava ili na temelju benchmarkinga pojedinih elemenata operativnih troškova s drugim reguliranim subjektima u energetsom sektoru.

Imajući sve rečeno u vidu te da je u referentnoj 2004. godini vrijednost operativnih troškova iznosila 300 milijuna kuna, prosječni godišnji operativni trošak u razdoblju od 2005. do 2007. godine iznosi od 271 milijun kuna do 331,3 milijuna kuna, odnosno ukoliko se gleda postotno u odnosu na 300 milijuna kuna kreće se od –9,7 % do 10,4 %. Operativni troškovi u ovom ilustrativnom prikazu, dakle, predstavljaju više od trećine potrebnih prihoda (tablica 4). Stoga, da bi se mogle donositi odluke od strane HERA-e kao nezavisne institucije kojima se utječe na moguće smanjenje dozvoljenih troškova i do 20 % (razlika između najbolje i najlošije varijante dozvoljenog *OPEX*-a) potrebno je dobro poznavanje poslovnih procesa u HEP OPS-u.

- O.2 – expenditures that exceed the level of justified expenditures, thereby permitting increased efficiency of operations in such a manner that the expenditures during the regulatory period do not increase but instead remain at the same level, and
- O.3 – expenditures that exceed the justified level which, in addition to increasing the level of efficiency must be placed within justified frameworks reducing *OPEX* by 5 % annually, on the basis of comparison to, for example, neighboring transmission system operators or according to the benchmarks of the individual elements of the operating expenditures by other regulated subjects in the energy sector.

Bearing in mind all that has been said and that the value of operating expenditures amounted to 300 million Kunas in the reference year 2004, the average annual operating expenditures during the 2005-2007 period ranged from 271 million Kunas to 331,3 million Kunas or, in terms of percentages of 300 million Kunas, ranged from –9,7 % to 10,4 %. Therefore, operating expenditures in this illustrative presentation represent more than one third of the required revenues (Table 4). Therefore, in order for HERA as an independent institution to issue a decision that would have an impact on the eventual reduction of permitted expenditures, and this up to 20 % (the difference between the best and worst variations of the permitted *OPEX*) it is necessary to be well acquainted with the operational processes at HEP OPS.

Tablica 4 – Primjer izračuna ukupnog dozvoljenog prihoda primjenom metode maksimalnog prihoda  
 Table 4 – Example of the calculation of the total permitted revenue using the revenue cap method

Elementi ukupnog prihoda (10 <sup>6</sup> kuna) / Elements of total revenues (10 <sup>6</sup> Kunas)	Referentna godina / Reference year 2004.	Regulacijsko razdoblje / Regulation period			Prosjek / Average (2005. – 2007.)
		2005.	2006.	2007.	
OPEX / OPEX					
O.1 porast 5 % / 5 % growth	300,0	315,0	331,0	348,0	331,3
O.2 konstanta / constant	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
O.3 smanjenje 5 % / 5 % reduction	300,0	285,0	271,0	257,0	271,0
Amortizacija / Amortization					
A.1 priznato sve uz porast 5 % / all recognized with 5% growth	300,0	315,0	331,0	348,0	331,3
A.2 priznato 80 % uz porast 5 % / 80 % recognized with 5% growth	240,0	252,0	265,0	278,0	265,0
Ulaganja u osnovna sredstva (UOS) / Investment in fixed assets (UOS)					
I.1 priznato sve / all recognized		200,0	250,0	200,0	216,7
I.2 priznato 80 % / 80 % recognized		160,0	200,0	160,0	173,3
Regulatorna osnovica sredstava (ROS) / Regulatory asset base (ROS) ROS (konačni / final) = ROS (početni / initial) + UOS - Amortizacija / Amortization					
I. Priznata sva knjigovodstvena vrijednost na 31.12.2004. / Recognized entire bookkeeping value on December 31, 2004					
A.1 i / and I.1	2 700,0	2 585,0	2 504,0	2 356,0	2 481,7
A.1 i / and I.2	2 700,0	2 545,0	2 414,0	2 226,0	2 395,0
A.2 i / and I.1	2 700,0	2 648,0	2 633,0	2 555,0	2 612,0
A.2 i / and I.2	2 700,0	2 608,0	2 543,0	2 425,0	2 525,3
II. Priznato 80 % knjigovodstvene vrijednosti na 31.12.2004. / 80 % of bookkeeping value on December 31, 2004 recognized					
A.1 i / and I.1	2 160,0	2 045,0	1 964,0	1 816,0	1 941,7
A.1 i / and I.2	2 160,0	2 005,0	1 874,0	1 686,0	1 855,0
A.2 i / and I.1	2 160,0	2 108,0	2 093,0	2 015,0	2 072,0
A.2 i / and I.2	2 160,0	2 068,0	2 003,0	1 885,0	1 985,3
Povrat sredstava (na prosječnu godišnju regulatornu osnovicu sredstava) / Refund (on the average annual regulatory asset base)					
I. Uz stopu prinosa od 8,4 % / With a yield rate of 8,4 %					
PS.1. (A.1 i I.1 – priznata sva knjigovodstvena vrijednost) / (A.1 and I.1 – all bookkeeping value recognized)		222,0	213,7	197,9	211,2
PS.2. (A.1 i I.2 – priznato 80 % knjigovodstvene vrijednosti) / (A.1 and I.2 – 80% of bookkeeping value recognized)		174,9	162,9	149,5	162,5
II. Uz stopu prinosa od 5,6 % / With a yield rate of 5,6 %					
PS.3. (A.2 i I.1 – priznata sva knjigovodstvena vrijednost) / (A.2 and I.1 – all bookkeeping value recognized)		149,7	147,9	145,3	147,6
PS.4. (A.1 i I.2 – priznato 80 % knjigo- vodstvene vrijednosti) / (A.1 and I.2 – 80 % of bookkeeping value recognized)		116,6	108,6	99,7	108,3
Izračun ukupnog prihoda (OPEX+Amortizacija+Povrat sredstava) / Calculation of total revenue (OPEX+Amortization+Refund)					
OPEX (O.1) / OPEX (O.1)		315,0	331,0	348,0	
Amortizacija (A.1 ) / Amortization (A.1)		315,0	331,0	348,0	
Povrat sredstava (PS.1 ) / Refund (PS.1)		222,0	213,7	197,9	
UKUPNI PRIHOD (max.) / TOTAL REVENUE (max.)		852,0	875,7	893,9	873,9
OPEX (O.3 ) / OPEX (O.3 )		285,0	271,0	257,0	
Amortizacija (A.2 ) / Amortization (A.2)		252,0	265,0	278,0	
Povrat sredstava (PS.3 ) / Refund (PS.3)		149,7	147,9	145,3	
UKUPNI PRIHOD (min.) / TOTAL REVENUE (min.)		686,7	683,9	680,3	683,6

#### 4.2 Trošak amortizacije

Za potrebe ovog ilustrativnog primjera uzete su dvije varijante troška amortizacije:

- A.1 – priznat je sav trošak amortizacije sukladno računovodstvenim vrijednostima HEP OPS-a uz to da se planirani trošak povećava za 5 % godišnje i
- A.2 – HERA je utvrdila da je dio sredstava na kojima se ostvaruje trošak amortizacije financiran od strane kupaca, te da se radi o 80 % troška amortizacije u referentnoj godini. Dakle, nije priznat sav planirani trošak amortizacije u referentnoj godini. No, trošak amortizacije se tijekom regulacijskog razdoblja povećava za 5 % na osnovi novih ulaganja, tj. uvođenja novih osnovnih sredstava HEP OPS-a.

Ukoliko se usporede ova dva pristupa HERA-e dobiva se razlika u prosječnoj godišnjoj vrijednosti troška amortizacije od 66,3 milijuna kuna. Kao što je rečeno i za *OPEX*, da bi HERA mogla donijeti ovakve zaključke, potrebno je detaljno utvrditi izvore financiranja pojedinih osnovnih sredstava, kao i mogućnost primjene pojedine varijante. Dakle, potrebno je naglasiti da se radi samo o ilustrativnim primjerima koji navode na koji način je moguće pristupiti utvrđivanju opravdane razine troška amortizacije u regulatorne svrhe, a ne o stvarno primijenjenim pristupima regulatornog tijela u Republici Hrvatskoj.

#### 4.3 Ulaganja u osnovna sredstva

Sukladno zakonskim odredbama HEP OPS dužan je HERA-i dostaviti na suglasnost Plan razvoja, izgradnje i održavanja prijenosne mreže. Ukoliko HERA utvrdi da Plan nije u skladu s kriterijima utvrđenim u nekom od podzakonskih akata (npr. Mrežna pravila, Opći uvjeti opskrbe električnom energijom ili Pravilnik o kvaliteti opskrbe) ili uvjetima iz dozvole za obavljanje energetske djelatnosti prijenosa električne energije, odnosno da sredstva predviđena Planom premašuju opravdane razine, HERA može kroz proceduru davanja suglasnosti ne priznati sredstva koja po njenom mišljenju nisu u skladu s nekim od navedenih kriterija ili uvjeta. Dakle, investicijski plan odobren od strane HERA-e ne mora biti istovjetan prijedlogu investicijskog plana kojeg predlaže HEP OPS. Kao ilustrativni primjer može se navesti iskustvo slovenskog regulatornog tijela koji je u prvom regulacijskom razdoblju (kalkulacije tijekom 2002. godine) priznao 80 % iznosa investicijskog plana predloženog od strane energetskih subjekata [9].

#### 4.2 Amortization expenditures

For this purposes of this illustrative example, two variants of amortization expenditures are presented:

- A.1 – All amortization expenditures are recognized, pursuant to the accounting values of HEP OPS, assuming that planned expenditures increase by 5 % annually, and
- A.2 – HERA has determined that the portion of the assets for which amortization expenditures are realized were financed by the customers, i.e. 80 % of the amortization expenditures in the reference year. Thus, all the planned amortization expenditures of the reference year are not recognized. However, amortization expenditures during the regulatory period are increased by 5 % on the basis of new investments, i.e. the introduction of the new fixed assets of HEP OPS.

If these two approaches by HERA are compared, a difference in the average annual values of amortization expenditures of 66,3 million Kunas is obtained. As previously mentioned for *OPEX*, in order for HERA to be able to reach such conclusions, it is necessary to determine the sources of the financing of individual assets in detail, as well as the possibility for the application of individual variants. Therefore, it should be emphasized that this only concerns an illustrative example, which suggests the manner by which it is possible to approach the determination of the justified level of amortization expenditures for regulatory purposes, and not approaches that are actually applied by the regulatory body in the Republic of Croatia.

#### 4.3 Investment in fixed assets

Pursuant to the legal provisions, HEP OPS is required to submit its Plan for the Development, Construction and Maintenance of the Transmission Network to HERA for approval. Insofar as HERA determines that the Plan is neither pursuant to the criteria established in some of the regulations (for example, Network Regulations, General Conditions for Electricity Supply, the Regulations on Quality Supply etc.) nor the conditions from the permits for conducting the energy operations of the transmission of electrical energy, or establishes that the assets anticipated by the Plan exceed the justified level, HERA may not recognize the assets which it deems to be not pursuant to some of the stipulated criteria or conditions in the procedure for granting approval. Thus, an investment plan approved by HERA need not be identical to the investment plan proposed by HEP OPS. As an illustrative example, it is possible to cite the experience of the Slovenian regulatory body, which in the first regulatory period (calculations during the year 2002) recognized 80 % of the amount of the investment plan proposed by the energy subjects [9].

Za potrebe ovog ilustrativnog izračuna uzete su u razmatranje dvije mogućnosti:

- I.1 – HERA je priznala sva ulaganja predložena od strane HEP OPS-a,
- I.2 – HERA je priznala samo 80 % ulaganja predloženih od strane HEP OPS-a.

Ovisno o tome s kojom od navedenih varijanti se ulazi u daljnje kalkulacije prosječna godišnja ulaganja tijekom regulacijskog razdoblja kreću se od 173,3 milijuna kuna do 216,7 milijuna kuna.

#### 4.4 Regulatorna osnovica sredstava

Budući da se konačni *ROS* u pojedinoj godini regulacijskog razdoblja utvrđuje na osnovi početnog *ROS*-a, troška amortizacije te ulaganja u osnovna sredstva tijekom godine, njegova vrijednost, dakle, ovisi o tome koja je od varijanti prethodno navedenih regulacijskih parametara odabrana. Pri tome potrebno je utvrditi i početnu vrijednost *ROS*-a za prvu godinu regulacijskog razdoblja, što znači da HERA treba odlučiti koja se sva sredstva iz knjigovodstvene vrijednosti na kraju referentne godine (2004. godine) uzimaju u razmatranje:

- HERA priznaje svu vrijednost sredstava uvedenih na dan 31.12.2004.godine (2 700 milijuna kuna),
- HERA priznaje 80 % vrijednosti sredstava uvedenih na dan 31.12.2004.godine (2 160 milijuna kuna).

Dakle, ovisno o priznatom iznosu početnog *ROS*-a, troška amortizacije i ulaganja u osnovna sredstva tijekom regulacijskog razdoblja, moguće je razviti osam kombinacija utvrđivanja *ROS*-a (tablica 4).

#### 4.5 Povrat sredstva

Da bi se utvrdio povrat sredstva za priznati *ROS*, potrebno je utvrditi i opravdanu stopu prinosa koja se računa na prosječni godišnji *ROS*. Stopa prinosa s kojom se računao povrat sredstva preuzeta je iz prethodnih razmatranja (tablica 3), uzimajući pri tome u obzir minimalnu i maksimalnu veličinu:

- PS.1 i PS.2 – vrijednost od 8,4 % preuzeta je iz Studije [8],
- PS.3 i PS.4 – vrijednost od 5,6 % koja je utvrđena na temelju usklađivanja s kretanjima na hrvatskom financijskom tržištu.

For the purposes of this illustrative calculation, two possibilities were taken into consideration:

- I.1 – HERA recognizes all the investments proposed by HEP OPS, or
- I.2 – HERA recognizes only 80 % of the investments proposed by HEP OPS.

Depending upon which of the above variants are used for further calculation, the average annual investments during the regulatory period range from 173,3 million Kunas to 216,7 million Kunas.

#### 4.4 Regulatory asset base

Since final *ROS* in an individual year of the regulatory period are determined on the basis of the initial *ROS*, amortization expenditures and investment in fixed assets during the year, their value, therefore depends upon which of the variants of the previously stated regulatory parameters is selected. It is also necessary to determine the initial value of the *ROS* for the first year of the regulatory period, which means that HERA needs to decide which of all the assets from the bookkeeping values at the end of the reference year (2004) should be taken into consideration:

- HERA recognizes the entire value of the assets entered on the day of December 31, 2004 (2 700 million Kunas),
- HERA recognizes 80 % of the value of the assets entered on the day of December 31, 2004 (2 160 million Kunas).

Thus, depending upon the recognized amount of the initial *ROS*, amortization expenditures and investment in fixed assets during the regulatory period, it is possible to develop eight combinations for the determination of *ROS* (Table 4).

#### 4.5 Refund

In order to determine the refund for recognized *ROS*, it is necessary to determine the justified yield rate that is calculated on the average annual *ROS*. The yield rate from which the refund is calculated is based upon from the previous considerations (Table 3), taking into account the minimum and maximum amounts:

- PS.1 and PS.2 – yield rate of 8,4 % taken from the Study [8],
- PS.3 and PS.4 – yield rate of 5,6 % that is determined on the basis of coordination with the trends on the Croatian financial market.



Tablica 4 prikazuje povrat sredstva samo za varijante *ROS*-a koje su uzete u izračun ukupnog prihoda ali se radi o krajnjim (minimalna i maksimalna) vrijednostima. Ovisno o priznatom *ROS*-u i stopi prinosa, povrat sredstava kreće se od 108,3 milijuna kuna do 211,2 milijuna kuna, odnosno maksimalna vrijednost može biti i 95 % veća od minimalne. Znači, povrat sredstava jedan je od regulatornih parametara na koje HERA može značajno utjecati, stoga je za utvrđivanje njegove opravdane razine potrebno provesti detaljne financijske analize.

#### 4.6 Izračun ukupnog prihoda

Kao ilustrativni primjer izračuna ukupnog prihoda uzete su kombinacije prethodno pojašnjenih parametara (*OPEX*, trošak amortizacije i povrat sredstava) koja zbirno daju minimalnu, odnosno maksimalnu vrijednost ukupnog dozvoljenog prihoda. Ovaj prihod odobrava HERA. Kao što tablica 4 prikazuje, ovisno o utvrđenim parametrima, vrijednost prosječnog ukupnog prihoda u razdoblju od 2005. do 2007. godine kreće se od 683,6 milijuna kuna do 873,9 milijuna kuna, što predstavlja razliku od 28 % ukoliko se promatra u odnosu na minimalni mogući ukupni prihod.

Da bi utvrdio dozvoljeni prihod po godinama sukladno formuli za dinamičko usklađivanja maksimalno dozvoljene gornje granice prihoda po pojedinim godinama regulacijskog razdoblja (1) potrebno je odabrati indeks (*CPI* ili *RPI*), utvrditi faktor učinkovitosti te korektivne faktore. Budući da je za utvrđivanje opravdane razine faktora učinkovitost potrebno provesti benchmarking te da se ne radi o stvarnim vrijednostima prihoda HEP OPS-a na koje bi se mogao primijeniti relevantni i mjerljivi korektivni faktor (*KP*), za potrebe ovog ilustrativnog izračuna zanemareni su svi faktori osim indeksa i to *CPI* indeksa. Vrijednost *CPI* indeksa u Republici Hrvatskoj u prosincu 2003. godine u odnosu na 2001. godinu iznosila je 102,7 (prema Državnom zavodu za statistiku), dok je u prosincu 2002. godine iznosila 101,5. Dakle, za potrebe modela može se uzeti da *CPI* indeks na godišnjoj razini raste oko 1,5 %.

Iz ukupnog prihoda moguće je izračunati prosječnu tarifu za korištenje prijenosne mreže izraženu u HRK/kWh. U ovako izračunati ukupni prihod, međutim, nisu ubrajani npr. troškovi tehničkih gubitaka ili trošak osiguranja pomoćnih usluga, koji su u načelu varijabilni troškovi. Budući da nisu svi troškovi proizašli iz osiguranja pomoćnih usluga sustava (npr. trošak rotirajuće rezerve ili trošak uspostavljanja normalnog pogona nakon raspada sustava) trošak HEP OPS-a,

Table 4 only shows refunds for the variants of *ROS* that are taken in the calculation of the total revenue, but only the extreme (minimum and maximum) values. Depending on the recognized *ROS* and the yield rate, refunds range from 108,3 million Kunas to 211,2 million Kunas, i.e. the maximum value may be 95 % higher than the minimum. This means that the refund is one of the regulatory parameters upon which HERA can exert a significant impact. Therefore, for the determination of the justified level it is necessary to perform detailed financial analyses.

#### 4.6 Calculation of gross revenue

As an illustrative example of the calculation of gross revenue, a combination of previously clarified parameters is taken (*OPEX*, amortization expenditures and refund) which when added together yield the minimum or maximum value of the total permitted revenue. This revenue is approved by HERA. As shown in Table 4, depending upon the established parameters, the value of the average gross revenue during the period from 2005 to 2007 ranged from 683,6 million Kunas to 873,9 million Kunas, which represents a difference of 28 % insofar as considered in relation to the minimum possible gross revenue.

In order to determine the permitted revenue according to each year, pursuant to the formula for the dynamic coordination of the maximum permitted upper limit of revenue according to individual years of the regulatory period (1), it is necessary to select either the consumer price index or the retail price index (*CPI* or *RPI*), determine the efficiency factor and the corrective factors. Since it is necessary to conduct a benchmark for the determination of the justified level of the efficiency factor and since this does not involve the actual values of HEP OPS revenue, to which it would be possible to apply a relevant and quantifiable corrective factor (*KP*), all the factors are ignored except the *CPI* for the purposes of this illustrative calculation. The value of the *CPI* in the Republic of Croatia in December 2003 in comparison to the year 2001 amounted to 102,7 (according to the Central Bureau of Statistics), while in December 2002 it amounted to 101,5. Thus, for the purposes of the model, it is possible to take the *CPI* at an annual growth rate of approximately 1,5 %.

From the gross revenue, it is possible to calculate the average tariff for the use of the transmission network expressed in HRK/kWh. This calculation of the gross revenue, however, does not include the costs of technical losses or the expenditures for securing auxiliary services, which in principle are variable expenditures. Since all the expenditures

uključivanje troška pomoćnih usluga u tarifu za korištenje prijenosne mreže moglo bi kod HEP OPS-a izazvati nepotrebne gubitke u poslovanju. Naime, neimanje uvida u troškove proizvodnje električne energije od strane regulatornog tijela značajno utječe i na mogućnost utvrđivanja realne naknade za pokriće troškova osiguranja pomoćnih usluga sustava kroz tarifu za korištenje prijenosne mreže, stoga se trošak osiguranja pomoćnih usluga u ovom ilustrativnom primjeru ne uzima u razmatranje.

#### 4.7 Trošak tehničkih gubitaka

Sukladno Zakonu o energiji HEP d.d. je bio dužan za svaku od djelatnosti, pa tako i za energetske djelatnosti proizvodnje električne energije izraditi odvojeni tarifni sustav. Međutim, predmetni tarifni sustav nikad nije bio izrađen niti donesen. Ista odredba, o donošenju odvojenih tarifnih sustava za svaku od energetskih djelatnosti koje se obavljaju u HEP grupi ostala je i u Zakonu o izmjenama i dopunama Zakona o energiji iz 2004. godine. Budući da HEP d.d. nije nikad javno objavio tarife za proizvodnju, kao što nije a niti su od strane regulatornog tijela analizirani podaci o kratkoročnim marginalnim troškovima ili prosječnim troškovima proizvodnje, odnosno uvoza, utvrđivanje troška tehničkih gubitaka bez dublje dodatne analize je nemoguće, posebice ukoliko je potrebno utvrditi ekonomsku vrijednost gubitaka za svaki sat u danu. No, moguće je trošak utvrditi uzimajući u obzir određene pretpostavke. Naime, budući da je Republika Hrvatska neto uvoznik električne energije, za pretpostaviti je da se tijekom vršnih razdoblja potrošnja pokriva iz uvoza. Isto tako u slučajevima kada nije potreban uvoz, proizvodnja iz hidroelektrana nije dovoljna za pokrivanje vršnih potrošnji, već se angažiraju i termoelektrane. Dakle, u bilo kojem satu kratkoročni marginalni trošak proizvodnje ili uvoza mora biti jedna od sljedećih vrijednosti:

- kratkoročni marginalni trošak proizvodnje iz termoelektrana i
- kratkoročni marginalni trošak proizvodnje iz uvoza.

U razmatranje se također može uzeti i činjenica da je kratkoročni marginalni trošak proizvodnje i uvoza puno veći u zimskim mjesecima nego ljetnim, odnosno u satima vršnog opterećenja u odnosu na sate ne-vršnog opterećenja. No, ovakva razmatranja još bi dodatno zakomplicirala računanje tarife za korištenje prijenosne mreže, stoga je cjenovne pokazatelje tog tipa bolje ostaviti za bilateralne ugovore i organizirano tržište, odnosno za odnos kupac – opskrbljivač.

that come from securing auxiliary services for the system (for example, the expenditure for rotating reserves or the expenditure for the set-up of normal operation after system breakdown) are not the expenditure of HEP OPS, the inclusion of the expenditures for auxiliary services in the tariff for the use of the transmission network as part of the expenditures of the transmission system operator can cause unnecessary operating losses for HEP OPS. The regulatory body's lack of insight into the production costs of electrical energy has a significant impact on its ability to determine the actual compensation for covering expenditures for securing auxiliary services for the system from the tariff on the use of the transmission network, and therefore the expenditure for securing auxiliary services in this illustrative example is not taken into consideration.

#### 4.7 Cost of technical losses

Pursuant to the Energy Act, HEP d.d. was required to prepare separate tariff systems for each of its activities, and thus for the activity of the production of electrical energy. However, this tariff system was never prepared or adopted. The same provision on the adoption of separate tariff systems for each of the energy activities performed within HEP Group remained in the Amendment Act to the Energy Act of 2004. Since HEP d.d. never publicly published the tariffs for production, nor have data been analyzed by the regulatory body on short-term marginal expenditures, average production costs or import, the determination of the technical loss-related expenditures is impossible without additional deeper analysis, particularly if it is necessary to determine the economic value of the loss for every hour in the day. However, it is possible to determine the cost, taking into account certain assumptions. Since the Republic of Croatia is a net importer of electrical energy, it can be assumed that consumption is covered from imports during peak periods. Thermoelectric power plants are engaged in cases where production from hydroelectric power plants is insufficient to cover peak consumption when imports are not required. Therefore, at any hour whatsoever the short-term marginal cost of production or import must be one of the following values:

- the short-term marginal cost of production from thermoelectric power plants, and
- the short-term marginal cost of production from imports.

The fact can also be considered that the short-term marginal cost of production and import is much higher in the winter months than in the summer, i.e. in the hours of peak load in comparison to

Ukoliko se promatra marginalni trošak iz uvoza, može se u razmatranje uzeti prosječna povijesna cijena s neke od burza električne energije (kao primjer moguće je uzeti 200-dnevni prosjek cijene na European Energy Exchange-u (EEX) koji se kretao između 27 EUR/MWh i 30 EUR/MWh u razdoblju od ožujka 2004. do ožujka 2005. godine) ili prosječna cijena nabave električne energije koju postiže HEP d.d. (TE Plomin, NE Krško, uvoz iz BiH, uvoz s tržišta).

Trošak tehničkih gubitaka trebao bi se tretirati kao varijabilni trošak koji se pokriva iz cijene energije. Prosječna vrijednost bi se, dakle, utvrdila na osnovi planirane projekcije ukupne potrošnje u pojedinoj godini regulacijskog razdoblja i troška tehničkih gubitaka.

## 5 REGULATORNI NADZOR

Regulatorni nadzor u smislu Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energiji, osim utvrđivanja metodologije za izračun tarifa za korištenje prijenosne mreže, podrazumijeva i nadzor nad primjenom predmetnih tarifa, ne samo u smislu ispravne primjene donesenih iznosa, već i praćenja poslovanja energetske subjekta tijekom regulacijskog razdoblja. Naime, ukoliko se ukaže potreba za ranijom revizijom tarifa, prije isteka regulacijskog razdoblja, potrebno je revidirati parametre metode, ulazne vrijednosti parametara, način njihovog izračuna te odabranu metodu. Mogućnost revizije treba predvidjeti prilikom donošenja podzakonskog akta kojim se utvrđuje metodologija za izračun tarifa kao i moguće razloge za pokretanje prijevremene revizije. Značajna stavka u modelu koja može utjecati na prijevremenu reviziju je realizacija plana razvoja i izgradnje, kao i eventualne opravdane dopune plana. Međutim, potrebno je napomenuti da je kao ilustrativni primjer odabrano regulacijsko razdoblje u trajanju od tri godine, što u načelu ne predstavlja razdoblje unutar kojeg bi trebalo doći do značajnih odstupanja u provedbi investicijskog plana ili do potrebe za značajnijom nadopunom plana.

non-peak hours. However, such discussion would be additionally complicated by taking into account the tariffs for using the transmission network. Therefore, price indices of this type are better left for bilateral contracts and organized markets, i.e. for the customer–supplier relationship.

Insofar as the marginal cost from import is considered, the average historical price can be considered from some of the electricity exchanges (for example, it is possible to take the 200-day average from the European Energy Exchange, EEX, which ranged between 27 EUR/MWh and 30 EUR/MWh during the period from March 2004 to March 2005), or the average price for the procurement of electrical energy arrived at by HEP d.d. (TE Plomin, NE Krško, imports from Bosnia and Herzegovina, and imports from markets).

Technical losses related expenditures should be treated as variable expenditures that are covered from the price of energy. The average value would, therefore, be determined on the basis of the planned projection of total consumption in an individual year of the regulatory period and the technical losses related expenditures.

## 5 REGULATORY SUPERVISION

Regulatory supervision in the sense of the Amendment Act to the Energy Act, besides the determination of the methodology for the calculation of the tariffs for using the transmission network, also means supervision of the application of these tariffs, not only in the sense of the correct application of the adopted amounts but also the monitoring of the operations of the energy subject during the regulatory period. Insofar as the need is demonstrated for an earlier revision of the tariffs, prior to the expiration of the regulatory period, it is necessary to review the parameters of the method, input value parameters, the manner of their computation and the chosen method. Eventual revision should be anticipated on the occasion of the adoption of the regulation that determines the methodologies for the computation of tariffs and the possible reasons for initiating early revision. A significant item in the model that can influence early revision is the implementation of the development and construction plan, as well as eventual justified amendment to the plan. However, it should be mentioned as an illustrative example that a regulatory period with a duration of three years has been chosen, which in principle does not represent a period within which there should be any significant deviations in the implementation of the investment plan or a need for significant amendment to the plan.

## 6 ZAKLJUČAK

Algoritam i model poticajne regulacije koji su analizirani u članku pokazuju da pojedini elementi modela, čije vrijednosti utvrđuje HERA kroz metodologiju za utvrđivanje tarifa za prijenos električne energije, značajno utječu na konačni rezultat, tj. na ukupni dozvoljeni prihod reguliranog subjekta. Time u konačnici utječu i na iznos tarife za korištenje prijenosne mreže koju donosi Vlada Republike Hrvatske. U modelu su korišteni ulazni podaci (*OPEX*, amortizacija, ulaganja u osnovna sredstva, regulatorna osnovica sredstava) koji su red veličine ulaznih podataka HEP OPS-a. No, nisu korištene egzaktnije vrijednosti budući da iste nisu odobrene od strane regulatornog tijela, pa bi stoga njihovo korištenje moglo dovesti do pogrešne interpretacije rezultata. Nadalje, kod analize stope prinosa razmatrane su vrijednosti koje koriste regulatorna tijela novih država članica Europske unije, budući da energetska poduzeća u Hrvatskoj nisu kotirana na financijskom tržištu. Ovisno o variranju razine odobrenog iznosa pojedinog ulaznog parametra u modelu, kao i o dužini trajanja regulacijskog razdoblja, uz zanemaren faktor učinkovitosti  $X$ , varira i razina dozvoljenog prihoda u modelu (i do 30 %).

Zaključno, može se reći da je za uvođenje modela poticajne regulacije u prijenosu električne energije u Republici Hrvatskoj potrebno provesti niz analiza vezanih uz ekonomsku regulaciju koje do sada nisu provedene u elektroenergetskom sektoru Republike Hrvatske (npr. benchmarking). Vrijeme i stručna znanja potrebna za provedbu ovih analiza te činjenica da su informacije i podaci samo djelomično dostupni i kontrolirani od strane HERA-e, značajno može otežati uvođenje poticajne regulacije. Stoga se kao prvi korak u uvođenju ekonomske regulacije u prijenosu električne energije kao bolja opcija može razmatrati regulacija stopom povrata. Prednost regulacije stopom povrata, u ovom slučaju je i kraće regulacijsko razdoblje. Na taj način omogućava se pravodobna revizija razine primijenjenih parametara, a time i tarifa za korištenje mreža te se umanjuju rizici ekonomske regulacije za regulirane subjekte čime se povećava kredibilitet rada regulatornog tijela. S vremenom će se povećavati količina relevantnih informacija koja će biti dostupna HERA-i, a koja je nužna kao podloga za eventualno uvođenje poticajne regulacije u sljedećim regulacijskim razdobljima.

## 6 CONCLUSION

The algorithm and model for incentive regulations that are analyzed in the article show that individual elements of the model, whose values are determined by HERA through methodology that establishes the tariffs for the transmission of electrical energy, have a significant influence on the final result, i.e. on the total permitted revenue of the regulated subject. Ultimately, they also influence the amounts of the tariffs for using the transmission network that are adopted by the Government of the Republic of Croatia. The input data are used in the model (*OPEX*, amortization, investment in fixed assets and regulatory asset base) are of the order of magnitude of the input data of HEP OPS. However, exact values are not used since they have not been approved by the regulatory body and, therefore, their use could lead to the incorrect interpretation of the results. Furthermore, in the analysis of the yield rate, the values considered are those used by the regulatory bodies of the new member countries of the European Union, since the energy enterprises in the Republic of Croatia are not quoted on the financial market. Depending on the variation of the levels of the approved amount of an individual input parameter in the model, as well as the duration of the regulatory period, ignoring the efficiency factor  $X$ , the level of permitted revenue also varies in the model (up to 30 %).

In conclusion, it may be said that for the introduction of the incentive model for regulation in the transmission of electrical energy in the Republic of Croatia, it is necessary to conduct a series of analyses in connection with economic regulation that have not been conducted until now in the electrical energy sector in the Republic of Croatia (for example, benchmark). The time and professional knowledge necessary for conducting such analyses and the fact that the information and data are only partially available and controlled by HERA could significantly hinder the introduction of incentive regulation. Therefore, as the first phase in the introduction of economic regulation in the transmission of electrical energy, a better option would be to consider regulation via the return rate. The advantage of the regulation of the return rate in this case is a shorter regulatory period. In such a manner, it would be possible to perform a timely revision of the levels of the applied parameters and the tariffs for the use of the network, thereby reducing the risks of economic regulation for the regulated subjects, which would increase the credibility of the work of the regulatory body. With time, the quantity of relevant information available to HERA will increase, in order to provide the necessary basis for the eventual introduction of incentive regulations in the subsequent regulatory periods.

HERA je krajem 2006. godine donijela metodologiju za utvrđivanje tarifa za prijenos električne energije, koja se temelji na priznatim troškovima poslovanja, odnosno na regulaciji stopom povrata. Određivanje visine tarifnih stavki je u proceduri donošenja temeljem Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energiji iz 2004. godine.

Konačno, potrebno je naglasiti da prilikom odlučivanja o modelu regulacije, dužini regulacijskog razdoblja i mogućoj dinamici promjene iznosa tarifa, treba voditi računa o potrošačima i njihovoj reakciji na česte promjene cijena električne energije.

At the end of 2006, HERA adopted a methodology for establishing tariffs for the transmission of electrical energy based on recognized operating costs, i.e. regulation of the return rate. The determination of the amounts of the tariff items is in the procedure of being adopted, pursuant to the Amendment Act to the Energy Act of 2004.

Finally, it must be emphasized that when deciding upon a regulatory model, the duration of the regulatory period and eventual dynamic changes in the amount of tariffs, it is necessary to consider the customers and their eventual reactions to frequent changes in electricity prices.

---

## LITERATURA / REFERENCES

- [1] Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o energiji, Narodne novine 177/2004
- [2] Zakon o energiji, Narodne novine 68/2001
- [3] Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine 68/2001
- [4] Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, Official Journal L 176, 2003
- [5] Statut Vijeća za regulaciju energetskih djelatnosti, Narodne novine 62/2002
- [6] Pravilnik o načinu i kriterijima za utvrđivanje naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže, Narodne novine 109/2003
- [7] ŠTRITOF, I., GELO, T., Značajke regulacije maksimalnih veličina ,7. savjetovanje HO CIGRÉ, zbornik radova grupe C5 – Tržište električnom energijom i regulacija, Cavtat, 6 – 10. studenoga 2005., Zagreb, HO CIGRÉ.
- [8] Petroleum Development Consultants LTD, Studija o cijenama i tarifama plina i nafte, Ministarstvo gospodarstva Republike Hrvatske, Zagreb, 2002.
- [9] Report on the work of the Energy Agency of the Republic of Slovenia and the situation in the Energy Sector in 2002, Energy Agency of the Republic of Slovenia, October 2003

---

Uredništvo primilo rukopis:  
2006-12-11

Manuscript received on:  
2006-12-11

Prihvaćeno:  
2007-01-09

Accepted on:  
2007-01-09